

Брагинский О.Б.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС МИРА

Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Москва, 2006



УДК/622.276+622.279/

Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.

Освещаются история, современное состояние и перспективы развития мирового нефтегазового комплекса. Книга охватывает нефтяной комплекс, газовый комплекс, нефтепереработку и сбыт нефтепродуктов, газопереработку и сбыт сжиженных газов, производство и использование альтернативных видов моторных топлив. В каждом из разделов книги представлены материалы о состоянии запасов нефти и газа, объемах их добычи и потребления, маршрутах следования основных потоков нефти и газа (действующих и проектируемых), составе, мощностях, технологиях и дислокации объектов сжиженного природного газа, переработки нефти и газа и сбыта нефтепродуктов и сжиженных газов, действующих производствах и будущих проектах установок по выпуску альтернативных моторных топлив. Исследованы проблемы ценообразования и динамика цен на нефть и газ. Излагаются методические подходы к разработке прогнозов производства и потребления продукции нефтегазового комплекса и приводятся прогнозы на период до 2030 г. Изложены основы нефтяного законодательства.

Сведения представлены по миру в целом, регионам и странам мира. Отдельные главы посвящены российскому нефтегазовому комплексу, отечественной нефте- и газопереработке. Подробно исследованы мировые и региональные рынки нефти, газа, нефтепродуктов. Специальный раздел книги раскрывает деятельность и рейтинги крупнейших нефтегазовых компаний мира.

Предназначена для специалистов нефтегазового комплекса и взаимосвязанных с ним секторов экономики, работников финансовых, торговых, консалтинговых, научных и др. организаций, работающих в сфере нефтегазового бизнеса, преподавателей, аспирантов и студентов нефтяных институтов, слушателей школ и курсов повышения квалификации работников нефтегазового комплекса.

© Брагинский О.Б., 2006

© Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Брагинский Олег Борисович – заведующий лабораторией Центрального экономико-математического института РАН (ЦЭМИ РАН), профессор кафедры международного нефтегазового бизнеса Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина, доктор экономических наук, профессор, академик Международной академии организационных наук.

Автор 250 научных работ, в т.ч. монографий: «Мировая нефтепереработка: экологическое измерение», М.: Academia, 2002, 261 с.; «Мировая нефтехимическая промышленность», М.: Наука, 2003, 556 с.; «Мировой нефтегазовый комплекс», М.: Наука, 2004, 605 с.

Контактный телефон: 8–499–724–25–69

Факс: 718–96–15

E-mail: braginsk@cemi.rssi.ru

Содержание

Введение	6
Глава 1. Мировой нефтяной комплекс.....	7
1.1. Нефть как товар и объект торговли.....	7
1.1.1. Нефть как товар.....	7
1.1.2. Роль нефти в мировом энергетическом балансе.....	7
1.1.3. Краткая история мирового рынка нефти.....	8
1.1.4. Организационные формы рынка, методы торговли.....	10
1.2. Запасы нефти в мире.....	13
1.2.1. Региональная структура разведанных запасов.....	13
1.2.2. Динамика запасов нефти.....	15
1.2.3. Потенциальные запасы нефти.....	19
1.2.4. Экономическая оценка разведанных запасов.....	22
1.3. Добыча нефти.....	24
1.3.1. Ретроспектива и современное состояние.....	24
1.3.2. Методы расчета показателей добычи нефти.....	25
1.3.3. Региональная структура мировой добычи нефти.....	25
1.3.4. Добыча нефти странами – членами ОПЕК (система квот).....	28
1.3.5. Перспективы роста добычи нефти.....	28
1.4. Потребление нефти в мире.....	35
1.4.1. Основные сферы потребления нефти.....	35
1.4.2. Региональная структура потребления нефти.....	36
1.4.3. Прогноз мирового потребления нефти.....	37
1.5. Основные межрегиональные потоки нефти.....	40
1.5.1. Сопоставление добычи и потребления нефти по регионам мира.....	40
1.5.2. Основные мировые рынки нефти.....	44
1.5.3. Роль России на мировых нефтяных рынках.....	50
1.5.4. Пути следования нефти Каспия.....	52
1.5.5. Новые российские нефтепроводы.....	57
1.6. Цены на нефть.....	60
1.6.1. Цены на нефть как фактор мирового хозяйства.....	60
1.6.2. Система ценообразования в нефтяном секторе.....	61
1.6.3. Основные этапы истории цен на нефть.....	63
1.6.4. Прогноз цен на нефть.....	66
1.7. Организация стран – экспортеров нефти (ОПЕК).....	75
1.7.1. История возникновения организации.....	75
1.7.2. Деятельность ОПЕК.....	76
1.7.3. Саудовская Аравия – важнейший член ОПЕК.....	84
1.7.4. Россия и ОПЕК.....	87
1.8. Государственное регулирование нефтяного сектора.....	88
1.8.1. Мировая практика взаимоотношений государства с нефтебизнесом.....	88
1.8.2. Опыт различных стран в изъятии рентных доходов и государственном регулировании нефтяного бизнеса.....	91

1.9. Ведущие нефтяные компании мира	96
1.9.1. Общая характеристика нефтяных компаний	96
1.9.2. Рейтинги крупнейших нефтегазовых компаний	97
1.9.3. Производственно-финансовые показатели ведущих нефтегазовых компаний	99
1.9.4. Слияния и поглощения среди нефтегазовых компаний мира	122
Глава 2. Текущее состояние и тенденции развития международных газовых рынков.....	128
2.1. Значение газа в мировом энергобалансе	128
2.2. XXI век – эра метана	129
2.3. Запасы природного газа	130
2.4. Добыча газа	134
2.5. Потребление газа.....	137
2.6. Основные потоки газа	139
2.7. Эволюция газовых рынков	144
2.8. Ценообразование в газовом секторе. Динамика цен на газ.....	149
2.9. Американский газовый рынок	153
2.10. Европейский газовый рынок.....	163
2.10.1. Общая характеристика.....	163
2.10.2. Либерализация газового рынка Европы.....	165
2.10.3. Перспективы развития газового рынка Европы Запасы газа	168
2.10.4. Перспективы спроса на газ в Европе	170
2.11. Азиатский рынок газа	180
2.12. Роль России на международных газовых рынках.....	184
Глава 3. Сжиженный природный газ – новый фактор мирового энергетического рынка.....	191
3.1. Введение.....	191
3.2. Мировая система СПГ	192
3.2.1. Роль СПГ на мировом энергетическом рынке	192
3.2.2. Технологическая цепочка производства СПГ	194
3.2.3. Затраты в технологической цепи СПГ	197
3.2.4. Этапы становления рынка СПГ	202
3.2.5. Мощности по производству СПГ	204
3.2.6. Транспорт СПГ	214
3.2.7. Терминалы для приема СПГ	220
3.2.8. Мировая система СПГ.....	228
3.3. Мировая торговля СПГ	231
3.3.1. Экспорт и импорт СПГ	231
3.3.2. Азиатский рынок СПГ	236
3.3.3. Американский рынок СПГ	241
3.3.4. Европейский рынок СПГ	245
3.3.5. Цены на СПГ	247
3.3.6. Изменения в мировой торговле СПГ	251
3.3.7. Финансирование проектов СПГ.....	254
3.4. Возможности производства и использования СПГ в России.....	256
3.4.1. Выход России на мировой рынок СПГ	256
3.4.2. Применение СПГ в России	270

3.5. Перспективы развития рынка СПГ	274
3.6. Газовые альтернативы	275
Глава 4. Мировая нефтеперерабатывающая промышленность	280
4.1. Современное состояние и тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности мира	280
4.2. Развитие нефтеперерабатывающей промышленности Северной Америки	305
4.2.1. Нефтеперерабатывающая промышленность США	305
4.2.2. Нефтеперерабатывающая промышленность Канады и Мексики	318
4.3. Европейская линия развития нефтеперерабатывающей промышленности	322
4.4. Развитие нефтепереработки в Азиатско-Тихоокеанском регионе	335
4.4.1. Усиление роли Азиатско-Тихоокеанского региона в территориальной структуре мировой нефтепереработки	335
4.2.2. Взгляд на японскую нефтепереработку	340
4.4.3. Нефтеперерабатывающая промышленность «азиатских тигров»	345
4.4.4. Нефтеперерабатывающая промышленность Китая и Индии	347
4.4.5. Качество нефтепродуктов в Азиатско-Тихоокеанском регионе	352
4.5. Развитие нефтеперерабатывающей промышленности в странах Ближнего и Среднего Востока	354
4.6. Нефтеперерабатывающая промышленность Африки	360
4.7. Нефтеперерабатывающая промышленность южноамериканских стран	363
4.8. Тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности мира	369
Глава 5. Мировая газоперерабатывающая промышленность	376
5.1. Общая характеристика мировой газоперерабатывающей промышленности	376
5.2. Производство и потребление сжиженных нефтяных газов в мире	383
5.3. Цены сжиженных газов на мировых рынках	390
Глава 6. Современное состояние и перспективы развития российского нефтегазового комплекса... 392	
6.1. Роль топливно-энергетического комплекса в экономике России и в мировой энергетике	392
6.2. Нефтегазовый комплекс России: характеристика и место в мировой нефтегазовой промышленности	394
6.3. Российская нефтяная промышленность	397
6.3.1. Историческая справка	397
6.3.2. Объемы добычи и экспорта	397
6.3.3. Институциональные преобразования в российской нефтяной промышленности	403
6.4. Российские нефтяные компании	406
6.5. Перспективы роста добычи и экспорта нефти	412
6.6. Российская газовая промышленность, роль Газпрома, возможности независимых газовых компаний	418
6.6.1. Вехи развития газовой промышленности России	418
6.6.2. Запасы газа в России	418
6.6.3. Добыча газа	420
6.6.4. Российский газовый концерн Газпром	423
6.6.5. Основные проекты Газпром	426
6.6.6. Цены на газ	430
6.6.7. Баланс газа в России	432
6.6.8. Независимые производители газа	433

6.6.9. Импорт газа из Центрально-Азиатских государств	436
6.6.10. Проблема использования ценных компонентов природного газа	438
6.6.11. Реформа газовой отрасли	441
6.7. Сырьевая база российского нефтегазового комплекса	444
6.8. Экономические механизмы стимулирования развития нефтегазового комплекса России	448
Глава 7. Нефтеперерабатывающая промышленность России	455
7.1. Исторический очерк	455
7.2. Российская нефтепереработка в период 1990–2005 гг.	457
7.3. Динамика производства, потребления и качественных характеристик нефтепродуктов	461
7.4. Институциональные изменения в нефтеперерабатывающей промышленности России	469
7.5. Нефтеперерабатывающий сектор нефтегазовых компаний.....	471
7.6. Размещение нефтеперерабатывающих заводов	478
7.7. Мини-НПЗ.....	480
7.8. «Нефтехимическое крыло» российских нефтегазовых компаний.....	481
Глава 8. Производство, потребление и экспорт сжиженных углеводородных газов в России	483
Глава 9. Современное состояние и перспективы развития производства синтетических жидких топлив из природного газа.....	491
Литература	512

Введение

Нефть была известна человечеству 8000 лет тому назад. Древние египтяне использовали нефть для мумифицирования умерших фараонов и жрецов. Древние греки применяли нефть к качеству компонента «греческого огня» – зажигательной смеси, используемой в боевых действиях.

Известно, что еще в 1132 г. в пров. Сычуань в Китае добывали нефть из скважины, которая была пробита с помощью бамбуковых шестов. Вернувшийся в 1280 г. из Китая итальянский путешественник Марко Поло сообщал об использовании китайцами нефти. В 1735 г. во Франции близ г. Пешельброн началась добыча нефти шахтным способом. С XVIII века были известны факты добычи и простейшей переработки нефти в России.

Многие народы мира уже давно знали применение нефти для отопления и освещения. С нефтью связаны многие религиозные обряды. В частности, на территории бывшего СССР, на Апшеронском полуострове близ Баку находится знаменитый «храм огня «Атешгях», возникший на месте выходов на поверхность нефти и газа. Именно здесь находились святилища огнепоклонников (зороастрийцев), представителей самой старой в мире религии.

В настоящее время нефть представляет собой один из наиболее крупнотоннажных видов товаров, борьба за который является неотъемлемой, а иногда и важнейшей частью мировой торговли, экономики и политики [1].

История мировой нефтяной промышленности началась в 60-е годы XIX века. История газовой промышленности значительно позже, однако уже к концу XX века газ стал сравниться по масштабам запасов и добычи с нефтью, а XXI век вообще многими специалистами не именовался иначе, как век газа, как эра метана.

Первые нефтеперерабатывающие заводы появились почти сразу же после начала промышленной добычи нефти. Тогда их товарной продукцией был осветительный керосин. Однако по мере развития всех видов транспорта, энергетики, металлургии и других секторов и отраслей экономики начал расти спрос на моторные и котельные топлива, масла, кокс, битум и другие нефтепродукты.

Первые газоперерабатывающие заводы стали создаваться сразу же вслед за развитием промышленной газодобычи.

Нефть и газ, продукты нефте- и газопереработки, нефтяные моторные топлива и жидкие продукты из газа конкурируют друг с другом, дополняют друг друга при решении проблем обеспечения сырьем, топливом и энергией.

Современные компании, работающие в сфере нефтегазового бизнеса, являются либо интегрированными, либо специализированными. Интегрированные компании включают в свой состав всю производственную цепочку от скважины до бензоколонки, а также нефтехимию, добычу и переработку газа, производство альтернативных топлив, вторгаются в сферу электроэнергетики. Специализированные работают в более узкой сфере (разведка, добыча, переработка, транспорт, сбыт), однако тесно взаимодействуют с интегрированными компаниями. Интегрированных нефтегазовых компаний немного, однако они занимают существенную, если не преобладающую долю в нефтегазовом бизнесе.

Совершенно иная картина с количеством публикаций по проблемам нефтегазового бизнеса. Большинство из них посвящено отдельным элементам этого бизнеса (нефтяной, газовый сектора, нефтепереработка, газопереработка, производство альтернативных топлив). Часть из таких публикаций характеризует отдельные виды бизнеса в отдельных странах или регионах. Книг, охватывающих мировую нефтяную и газовую промышленность в виде единого комплекса, немного, а таких, где рассматриваются история, современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса в мире в целом, различных регионах и странах, включая Россию – вообще единицы [2–5].

В этой связи автор посчитал необходимым подготовить материал, комплексно охватывающий деятельность отраслей нефтяной, газовой, нефте- и газоперерабатывающих отраслей промышленности по миру в целом, отдельным регионам и странам, и в том числе по России.

Глава 1. Мировой нефтяной комплекс

1.1. Нефть как товар и объект торговли

1.1.1. Нефть как товар

Нефть представляет собой специфический товар, монопродукт, отличающийся качественными характеристиками (плотность, химический и фракционный состав, наличие примесей). Область использования нефти по сути дела одна – нефтепереработка. Продукция нефтепереработки – бензин, дизельное топливо, керосин, мазут, смазочные масла, кокс, парафины, битум – находят применение во многих отраслях экономики, наиболее массовыми из которых являются транспорт (бензин, дизельное топливо, керосин, масла) и энергетика (попутный нефтяной газ, нефтезаводские газы, мазут). Ряд продуктов, получаемых из нефти, незаменимы (смазочные масла, битум, парафин). Другие, в частности моторные топлива (бензин, керосин, дизельное топливо), могут заменяться альтернативными видами топлива, например, сжатым или сжиженным природным газом. Однако несмотря на заметные экологические преимущества сжиженного и сжатого газа, как топлива для двигателей внутреннего сгорания, а также на усилия, затрачиваемые правительством ряда стран по стимулированию использования альтернативных видов топлива, в т.ч. электромобилей, традиционные нефтяные моторные топлива продолжают сохраняться как абсолютно преобладающие виды горючего для автомобилей, тракторов, самолетов, тепловозов и т.п. В качестве энергоносителя нефть, точнее продукт ее переработки мазут, широко взаимозаменяема с углем, природным газом, ядерным топливом.

1.1.2. Роль нефти в мировом энергетическом балансе

Если XIX век можно назвать веком угля, то XX век по праву называется веком нефти. В структуре мирового энергобаланса в последние годы нефть занимала порядка 40%. При этом доля нефти в энергобалансе экономически развитых стран достигала почти 43%, в развивающихся странах – 40% (т.е. столько же, сколько по миру в целом), а в республиках бывш. СССР – порядка 20%. Отметим, что в энергобалансе большинства республик бывш. СССР преобладающее место занимает природный газ. В начале XXI века доля нефти в структуре потребления первичных видов энергии в мире снизилась, но незначительно (до 37%) и, по всей вероятности, еще достаточно долго будет сохраняться на таком уровне. Согласно долгосрочному прогнозу, сделанному в 2000 г. группой специалистов международных организаций (МАГАТЭ, ОПЕК, ООН), к 2020 г. доля нефти составит в мировом энергобалансе 30%, а в 2050 г. – 28–29%. По прогнозу специалистов Международного энергетического агентства, славящегося своими высокими оценками перспектив добычи и потребления нефти, к 2025 г. доля нефти в мировом энергетическом балансе сохранится на том же уровне, что и в начале XXI в., а именно, на уровне 39–40%. Данные, характеризующие современное состояние мирового энергетического баланса и доли в нем нефти, а также долгосрочный прогноз мирового энергобаланса, приведены в табл. 1.1–1.4. Отметим, что в 2004–2005 гг. доля нефти в мировом энергобалансе снизилась до 36,5–37,0% за счет некоторого увеличения доли газа, угля и прочих видов энергоносителей.

Таблица 1.1

Доля нефти в топливно-энергетическом балансе (%) [6]

	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.
Мир в целом	39,9	40,0	40,0	39,8	39,8	39,7	36,9	36,4
ОЭСР	43,1	43,1	43,0	42,9	42,8	42,8	41,0	41,0
Развивающиеся страны	40,4	40,8	40,8	40,4	40,4	40,4	35,8	34,7
Б. СССР	20,8	20,6	20,4	20,3	20,3	20,3	18,5	18,4

Таблица 1.2

Структура мирового энергобаланса в 2005 г., % [6]

Виды энергоносителей	Нефть	Природный газ	Уголь	Ядерная энергия	Прочие
Удельный вес, %	36,4	23,5	27,8	6,0	6,3

Таблица 1.3

Прогнозный топливно-энергетический баланс мира на 2010–2050 гг., %*

Виды энергоносителей	2010 г.	2020 г.	2050 г.
Нефть	35–39	30	28–29
Природный газ	24–25	29	28–30
Уголь	18–19	17	22–24
Прочие	13–14	24	20

* По данным МАГАТЭ, ОПЕК, департамента промышленного развития ООН; по прогнозу Мирового Энергетического Агентства (МЭА) в 2030 г. доля нефти в мировом энергобалансе составит 40%, газа – 27%, угля – 24%, прочих – 9%.

Таблица 1.4

Прогноз потребления первичных энергоресурсов в мире [7]

Виды энергоресурсов	2001 г.		2025 г.	
	10 ¹⁸ BTU*	%	10 ¹⁸ BTU	%
Нефть	156,5	38,7	240,7	37,6
Природный газ	93,1	23,1	181,8	28,4
Уголь	95,9	23,7	139,0	21,7
Ядерное топливо	26,4	6,5	28,6	4,5
Гидроэнергия и прочие виды энергоресурсов	32,2	8,0	50,0	7,8
Итого	404,1	100,0	640,1	100,0

* BTU – British thermal unit (британская тепловая единица)

1.1.3. Краткая история мирового рынка нефти

Первая в мире нефтяная компания была создана в 1854 г. по инициативе профессора химии Йельского университета Б.Силлимэна-мл., партнерами которого были законодатель из Нью-Йорка Дж.Биссел и президент небольшого банка из Нью-Хейвена Дж.Таунсенд. Компания называлась Pennsylvania Rock Oil Co. и начала разработку нефтяного месторождения Ойл Крик на северо-западе шт. Пенсильвания. Первая нефтяная скважина была пробурена 27 августа 1859 г. кондуктором (в других источниках полковником) Эдвином Дрейком. Глубина первой скважины в окрестностях г. Тайтусвилл была 69 футов (21 м). Первый нефтеперерабатывающий завод по выработке осветительного керосина (единственного нефтепродукта, использовавшегося в то время) был создан в Нью-Йорке в 1865 г. Первая нефтяная биржа Titusville oil exchange начала работать в 1871 г. в г. Тайтусвилл (шт. Пенсильвания).

В 1879 г. от района добычи нефти в Пенсильвании (г. Вильямспойнт) до г. Корнвилля в шт Нью-Йорк был проложен первый нефтепровод. В 1886 г. был проложен первый газопровод из г. Нейн (шт. Пенсильвания) до г. Буффало (шт. Нью-Йорк).

В 1861 г. предприниматель Дж. Д. Рокфеллер организовал нефтяную компанию Standard Oil Co. в г.Кливленде (шт. Огайо, США). В течение 70–80-х годов XIX в. эта компания по сути дела монополизировала всю нефтедобычу, переработку нефти и сбыт керосина в США.

В России добыча нефти началась в небольших объемах в 60-е годы прошлого столетия на Северном Кавказе, но получила более широкое развитие в 70-е годы на Апшеронском полуострове вблизи Баку. Добыча была организована группой российских промышленников. Функционировали также компании, организованные иностранцами – братьями Нобель и Ротшильдом. Вывоз добытой нефти осуществлялся по железной дороге и морем через батумский порт (на экспорт).

В Англии предпринимателем М.Сэмюэлем была организована компания M.Samuel and Co., на базе которой затем возникла компания Shell.

В 1885 г. началась добыча нефти на о. Суматра в Индонезии, которая находилась под

колониальным владением Голландии. Здесь работу вела компания Royal Dutch.

В конце XIX столетия добыча нефти в США стала перемещаться из восточных штатов сначала в Оклахому, а затем на побережье Мексиканского залива в шт. Техас и Луизиана. Поскольку крупный нефтяной холдинг Standard Oil по сути дела монополизировал нефтяной комплекс США, в 1911 г. был принят закон о его демополизации и образовании 5 компаний: Standard Oil of New Jersey (впоследствии превратившейся в Exxon Corp.), Standard Oil of New-York (впоследствии Mobil Corp.), Standard Oil of California (впоследствии Chevron Corp.), Standard Oil of Indiana (впоследствии Amoco Corp.), Standard Oil of Ohio (впоследствии американский филиал британской компании British Petroleum).

Кроме того в США были созданы и действовали ряд крупных нефтяных компаний, в частности, Continental Oil или Conoco Inc., Atlantic Richfield (ARCO), Galf Corp. (компания миллионера В.Меллона), Texas Co. (Техасо). Огромным стимулом развития нефтяной промышленности стало появление автомобилей (1896 г. – собран первый автомобиль Г. Форда; 1905 г. – пущен первый конвейер) и рост потребности в моторных топливах. В 1903 г. состоялся полет братьев Райт и начала развиваться авиация. На жидкое топливо стал переходить железнодорожный, морской и речной транспорт. В 1907 г. в г. Сент-Луис появилась первая бензоколонка.

В начале XX века началась добыча нефти в Ираке (1901–1904 гг.), Иране (1906–1912 гг.). В это же время был построен первый в регионе Персидского залива нефтеперерабатывающий завод (г. Ибадан, Иран, 1912 г.).

В 1912 г. английская компания Shell и голландская Royal Dutch образовали конгломерат под названием Royal Dutch/Shell, ставший затем крупнейшей нефтегазовой компанией мира.

В 1922 г. началась добыча нефти в Венесуэле (разработку месторождения Ла-Роза и добычу вела компания Standard Oil of Indiana). Через несколько десятков лет она и другие нефтяные компании, работавшие в Венесуэле, были национализированы и образовалась государственная компания Petroleos de Venezuela, в настоящее время одна из крупнейших государственных нефтяных компаний.

В Иране с 1906 г. добычу нефти вела англо-иранская компания (Anglo-Persian Oil Co.), превратившаяся после национализации нефтяной промышленности страны в British Petroleum (BP).

В начале 20-х годов стала добываться нефть в Мексике после открытия в 1910 г. знаменитым геологом Эверетом Ли де Гойером «мексиканской золотой линии» – цепи месторождений в Мексиканском заливе (Golden Line Fields). В 1938 г. нефтяная промышленность Мексики была национализирована и образовалась государственная компания Petroleos Mexicanos, в настоящее время также одна из крупнейших в мире.

В 1927 г. было открыто крупнейшее нефтяное месторождение Киркук в Иране.

В 30–50 годы в мировом нефтяном секторе господствовало несколько крупных транснациональных компаний, получивших название «7 сестер»: Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf, British Petroleum, Royal Dutch/Shell. Впоследствии к ним присоединилась французская компания Compagnie Francaise du Petrol.

Картель «7 сестер» монополизировал разведку и добычу в большинстве стран, добывающих нефть, по т.н. соглашению о «красной черте». По договоренности с США, Великобританией и Францией картель определял территории, где не допускались компании других стран. Кроме этого картель контролировал транспортировку, переработку и сбыт.

После Второй мировой войны стала быстро наращиваться добыча нефти в Саудовской Аравии, Ираке, Кувейте, других странах Персидского залива, а также в Алжире, Ливии, Венесуэле, Бразилии, Индонезии. В 1947 г. было открыто крупнейшее в мире месторождение Гавар в Саудовской Аравии. Одновременно проходил процесс деколонизации, велась национально-освободительная борьба, образовывались новые независимые государства, некоторые из которых национализировали предприятия нефтяного сектора. Были созданы национальные нефтяные компании в основных нефтедобывающих странах.

В 1960 г. ряд стран в противовес картелю «7 сестер» образовали картельную группу ОПЕК (Organization of petroleum exported countries – OPEC).

Одновременно шел рост добычи нефти в США (за счет освоения месторождений на Аляске), в СССР (открытие западносибирских месторождений), в западноевропейских странах, в частности, Норвегии, Великобритании (после освоения месторождений Северного моря).

Интересными с исторической точки зрения являются сведения о том, как и когда нефтедобывающие страны достигали пика добычи и сколько нефти ими было добыто с начала эксплуатации месторождений (табл. 1.5).

Таблица 1.5

Данные об истории нефтяной промышленности некоторых нефтедобывающих стран

№№ п/п	Страна	Год начала добычи	Год пика добычи	Число лет до пика добычи	Добыча в 2000 г., млн т	Накопленная добыча, млн т
1	США	1859	1970	111	352,6	28513
2	б. СССР	1860	1987	127	402,0	19454
3	Венесуэла	1914	1970	56	171,6	7408
4	Иран	1909	1974	65	187,5	7162
5	Ливия	1961	1970	9	69,5	3029
6	Индонезия	1914	1977	63	71,5	2824
7	Великобритания	1941	1999	58	125,9	2674
8	Египет	1938	1993	55	38,8	1173
9	Аргентина	1910	1938	88	40,4	1105
10	Индия	1918	1997	79	39,5	805
11	Колумбия	1919	1999	80	37,0	737
12	Румыния	1867	1976	109	6,5	709
13	Малайзия	1974	1998	24	35,6	655
14	Ангола	1968	1999	41	37,0	546
15	Бруней	1935	1979	44	10,0	436

За сравнительно короткий исторический период рынок нефти превратился в один из крупнейших товарных рынков мира. Это – «зрелый» рынок, на котором с полным правом может применяться термин «мировая цена».

На мировом рынке нефти период дефицита нефти сменялся ее избытком, что было вызвано, с одной стороны, существенным приростом запасов, а с другой политикой энергосбережения, проводимой основными нефтепотребляющими странами; балансом спроса и предложения; превышением спроса над предложением из-за резко возросшего спроса в развивающихся странах.

На современном нефтяном рынке действуют группы стран, объединенные картельным соглашением (ОПЕК) и т.н. независимые продуценты. Произошла перемена от конфронтации компаний к их независимости, взаимодействию, образованию различного рода альянсов, союзов, усилился процесс слияния компаний.

На мировом рынке нефти произошла перемена от замкнутых региональных рынков к зрелому рынку товара, когда путем заключения фьючерских сделок и срочных контрактов нефть может быть в нужном количестве и точно в срок доставлена в любую точку земного шара и тем самым обеспечена гибкая реакция на любые изменения спроса и предложения.

1.1.4. Организационные формы рынка, методы торговли

В период стабильных цен на нефть международная торговля нефтью осуществлялась путем заключения долгосрочных контрактов на поставку нефти. В контрактах оговаривался сорт нефти, объем поставок, цена, различные скидки или надбавки к цене в зависимости от изменения определенных условий. Факторами, влияющими на корректировку цены, могли быть изменения регионального и сезонного спроса, индивидуальных особенностей перерабатывающих мощностей, величин транспортных издержек, соотношений в спросе на определенные сорта и др., а также форсмажорные обстоятельства.

В настоящее время формы торговли нефтью существенно расширились. Ввиду

неустойчивости цены появились различного рода краткосрочные контракты (форвардные, фьючерские), а также стала использоваться практика разовых сделок (спотовая торговля).

Основными торговцами являются нефтяные компании, трейдеры (независимые торговцы, как правило, перекупщики) и брокеры (обслуживающие компании и проводящие сделки).

Центрами мировой торговли являются Нью-Йорк, Хьюстон, Лондон, Токио, Сингапур. Наиболее крупные нефтяные биржи: нью-йоркская торговая биржа (New York Mercantile Exchange – NYMEX), лондонская международная нефтяная биржа (International Petroleum Exchange – IPE), сингапурская торговая биржа (Singapore Monetary Exchange – SIMEX).

В конце 70-х годов XX в. резко расширились биржевые операции в торговле нефтью. Резкие колебания цен привели к привнесению в торговлю нефтью механизмов страхования рисков, которыми владели менеджеры финансового рынка. Увеличилось число видов сделок, появились новые сегменты рынка, произошел постепенный переход от сделок с наличной нефтью к форвардным, а далее фьючерским сделкам, т.е. к сделкам не с физической, а «бумажной» нефтью. Нефтяной рынок трансформировался в рынок торговли нефтяными контрактами.

Произошли: истинная глобализация мирового рынка нефти, его функционирование в режиме реального времени, т.е. сформировалось единое информационное пространство. Стала осуществляться практически непрерывная в течение суток торговля нефтью на биржах Сингапура, Лондона, Нью-Йорка.

Помимо множества факторов, влияющих на мировой рынок и цену нефти, о чем будет сказано позднее, можно отметить фактор биржи, т.е. спекулятивный характер операций на бирже, приводящих к перепаду цен.

Закономерности развития ресурсной базы энергетики, в т.ч. нефтегазового сектора, объясняет так называемая кривая Хубберта. До начала 70-х годов XX века эти закономерности описывались ее восходящей ветвью. Той стадии развития энергетического рынка соответствовала преимущественно монопольная организация его структуры (см. рис. 1). В 1970–1980 гг. мировая экономика и ее энергетический сектор прошли через череду потрясений, связанных с перестройкой сложившейся к тому времени институциональной структуры энергетических рынков. Первоочередной системной трансформации подвергалась преимущественно монопольная до той поры структура нефтяного рынка, наращивание количественных параметров которого первым потребовало адекватных качественных преобразований.

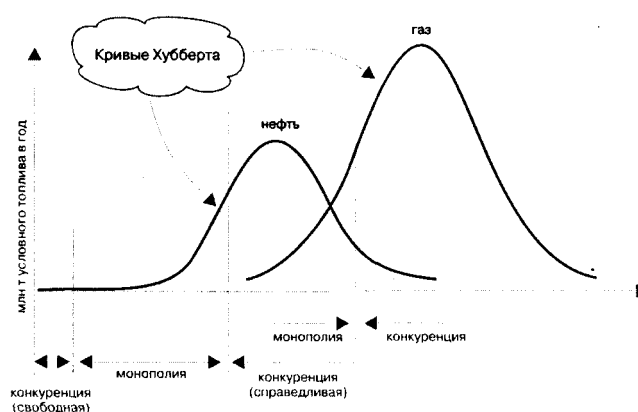


Рис. 1. Закономерности естественной динамики освоения невозобновляемых энергоресурсов: от монополии к конкуренции

Развитие мировой экономики сопровождается наращиванием энергопотребления, которое, несмотря на повышение эффективности использования энергетических ресурсов на всех стадиях энергетического цикла, требует вовлечения в хозяйственный оборот все новых объемов природных энергоносителей. Увеличение масштабов энергетического производства

в отдельных государствах в условиях неравномерности размещения основных производителей и потребителей энергетических ресурсов привело к середине XX века к росту международной торговли энергоресурсами, формированию межгосударственных, региональных рынков, а по нефти – и мирового.

Интенсивное наращивание потребления энергоресурсов в середине – второй половине XX века происходило в основном за счет добычи углеводородов, в первую очередь нефти. Рост добычи обеспечивался, главным образом, благодаря открытию новых крупных и, вплоть до начала 70-х годов, все более дешевых – по издержкам добычи и доставки потребителям – месторождений (в силу благоприятных географических, климатических, геологических и других природных условий их расположения и залегания продуктивных пластов). Международный рынок в это время был жестко монополизирован и закрыт для появления на нем аутсайдеров. Монопольный рынок углеводородов был строго организован – в основном на базе Ачнакаррского соглашения 1928 г. о создании Международного нефтяного картеля (МНК), который доминировал на мировом рынке до начала 70-х годов прошлого века. В этот период энергетические монополии получали свои сверхприбыли за счет реализации «эффекта масштаба» (концентрации производства на крупнейших месторождениях), а также искусственно сформированной и «искаженной» в интересах компаний МНК системы ценообразования на жидкое топливо (так называемые однобазовая и двухбазовая системы цен).

Однобазовая система цен – это определение цены на нефть по формуле: цена нефти Мексиканского залива США плюс действующие фрахтовые ставки от этого побережья до пункта доставки товара. С 1947 г. компании МНК признала Персидский залив в качестве второй базы для расчета цен, приравняв цены в районе Мексиканского залива к ценам в районе Персидского залива. Стала действовать двухбазовая система цен, при которой цена к западу от нейтральной точки рассчитывалась как цена в районе Мексиканского залива плюс фрахт из этого региона в пункт назначения, а к востоку от нейтральной точки – как цена в районе Мексиканского залива плюс фрахт из района Персидского залива в пункт назначения.

Можно сказать, что в этот период процесс ценообразования прочно принадлежал США, поскольку 50% мировой добычи нефти обеспечивали США (40% – штат Техас). Историческая роль США закончилась в 1971 г., когда спрос уже не мог быть обеспечен за счет возможностей добычи в США.

Начиная с 70-х годов происходит трансформация механизмов функционирования нефтяного рынка. В рамках монопольной структуры его организации доминирующими видами сделок на нем были долгосрочные контракты, которые обеспечивали минимизацию рисков поставки за счет привязки отдельных поставщиков и потребителей друг к другу. Такие контракты соответствовали интересам покупателей и продавцов в условиях существовавших до начала 70-х годов сравнительно стабильных текущих цен на нефть (что обеспечивало минимизацию ценовых рисков), устойчивого опережающего роста спроса на жидкое топливо. В это время ценообразование на нефть определялось странами – членами ОПЕК.

Однако в условиях интенсивных колебаний (или скачков) цен и появления избытка предложения рынок продавцов превратился в рынок покупателей, которые в рамках долгосрочных контрактов вынуждены были брать на себя дополнительные ценовые риски. Снижение риска поставки обеспечивалось созданием разветвленной инфраструктуры рынка (сетью терминалов, трубопроводов и коммерческих запасов жидкого топлива по всему миру) в условиях расширения географии добычи углеводородов, что гарантировало как производителям, так и потребителям возможность выбора контрагентов, то есть реализацию принципа множественности покупателей и поставщиков. Поэтому наряду с долгосрочными и среднесрочными контрактами стал активно развиваться рынок контрактов краткосрочных, в том числе наличного товара – немедленной (спот) и отсроченной (форвард) поставки.

В результате стало возможным формирование фьючерского рынка, то есть рынка нефтяных контрактов со всеми атрибутами рынка ценных бумаг и с возможностью не только

спекулятивной игры на котировках цен на нефть, но и использования механизмов хеджирования (страхования ценовых рисков). Таким образом, в рамках новой конкурентной организации нефтяного рынка поставщики и покупатель получили возможность уравновесить (сбалансировать) свои интересы за счет минимизации рисков поставки.

Фьючерсный рынок является высокоорганизованной «экономической» и «институциональной» формой конкурентного рынка. На мировом рынке нефти он сформировался во второй половине 80-х годов (сама мировая система нефтеснабжения «технически» сформировалась еще в середине XX века) и с тех пор активно развивается.

В настоящее время ценообразование на нефтяном рынке определяется мощными рыночными силами, а именно, финансовыми институтами, фондами и т.п., накопившими большой объем фьючерсов на нефть.

Таким образом, на мировом рынке нефти произошел объективно обусловленный переход от монопольной его организации к конкурентной.

1.2. Запасы нефти в мире

1.2.1. Региональная структура разведанных запасов

Нефть относится к труднооткрываемым видам полезных ископаемых. Тем не менее за последние годы суммарный размер разведанных запасов нефти возрастал. Динамика мировых разведанных запасов на конец каждого года представлена ниже (млрд т): 1978 г. – 88,4; 1982 г. – 95,7; 1988 г. – 126,7; 1989 г. – 137,0; 1990 г. – 137,0; 1991 г. – 136,0; 1993 г. – 136,3; 1994 г. – 136,0; 1995 г. – 137,1; 1996 г. – 139,6; 1997 г. – 139,7; 1998 г. – 139,7; 1999 г. – 140,3; 2000 г. – 142,1; 2001 г. – 143,0; 2002 г. – 142,7; 2003 г. – 162,1, 2004 г. – 161,9, 2005 г. – 163,6 [6].

Запасы нефти распределены по территории земного шара крайне неравномерно. Одни регионы и страны имеют огромные запасы, другие – не имеют ничего. Есть большие по территории страны, которые имеют большие запасы (Россия, США, Саудовская Аравия), есть маленькие страны, имеющие большие запасы, как например, Кувейт, про который говорят, что он буквально «плавает» на нефти.

Региональная структура мировых разведанных запасов приведена в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Мировые разведанные и доказанные запасы нефти по регионам мира (на конец года, млрд т) [6]

Регионы и страны	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ближний Восток	92,7	93,2	92,5	93,4	93,4	100,1	100,0	101,2
в т.ч.								
Саудовская Аравия	35,5	35,5	35,8	36,0	36,0	35,8	36,1	36,3
Ирак	15,4	15,4	15,1	15,2	15,2	15,7	15,5	15,5
Кувейт	12,9	12,9	13,3	13,3	13,3	13,5	13,6	14,0
Иран	12,7	12,2	12,3	12,3	12,3	18,2	18,2	18,9
ОАЭ	12,6	12,6	12,6	13,0	13,0	13,3	13,0	13,0
Оман	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Прочие	2,9	3,8	2,6	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7
Северная Америка	9,2	7,6	8,5	8,4	6,4	8,5	8,0	7,8
в т.ч.								
США	3,0	3,0	3,7	3,7	3,8	4,0	3,6	3,6
Канада	0,7	0,7	0,8	0,85	0,8	2,3	2,4	2,3
Мексика	5,5	3,9	4,0	3,85	1,8	2,2	2,0	1,9
Южная Америка	11,8	12,9	13,6	13,7	14,1	13,7	14,4	14,8
в т.ч.								
Венесуэла	9,8	10,8	11,1	11,2	11,2	10,5	11,1	11,5
Бразилия	0,7	1,1	1,1	1,2	1,1	1,4	1,5	1,6
Прочие	1,3	1,0	1,4	1,3	1,8	1,8	1,8	1,7
Африка	9,6	10,2	10,0	10,2	10,3	15,2	14,9	15,2

Регионы и страны	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
в т.ч.								
Ливия	4,0	4,0	3,9	3,8	3,8	5,3	5,1	5,1
Нигерия	2,3	3,1	3,1	3,2	3,2	4,8	4,8	4,8
Алжир	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,6	1,5	1,5
Ангола	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,2	1,2	1,2
Египет	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Прочие	0,8	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	1,8	2,1
Восточная Европа и бывший СССР	8,1	8,0	9,2	9,0	10,6	16,4	16,6	16,8
в т.ч.								
Россия	6,7	6,6	6,7	6,7	8,2	9,7	9,9	10,2
Прочие страны	1,4	1,4	2,5	2,3	2,4	6,7	6,7	6,6
Азиатско-Тихоокеанский регион	5,3	6,0	6,0	5,9	5,2	5,7	5,5	5,4
в т.ч.								
Китай	3,3	3,3	3,3	3,3	2,5	2,3	2,3	2,2
Индонезия	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6
Индия	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,7	0,8
Малайзия	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,6	0,6	0,5
Австралия	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5	1,2	1,3
Западная Европа	2,5	2,4	2,3	2,5	2,7	2,5	2,4	2,4
в т.ч.								
Норвегия	1,5	1,3	1,2	1,3	1,4	1,4	1,3	1,3
Великобритания	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
Прочие страны	0,3	0,4	0,4	0,5	0,7	0,5	0,5	0,6
Итого по миру	139,2	140,3	142,1	143,1	142,7	162,1	161,8	163,6

По данным журнала Oil and Gas Journal динамика мировых разведанных и доказанных запасов нефти выглядит так (млрд на 1.1 каждого года): 1997 г. – 139,0; 1998 г. – 139,1; 1999 г. – 141,1; 2000 г. – 138,6; 2001 г. – 140,3; 2002 г. – 140,5; 2003 г. – 163,5; 2004 г. – 172,7; 2005 г. – 174,3; 2006 г. – 176,3 [8]. Сравнение данных по мировым разведанным и доказанным запасам, приведенных в справочнике BP Statistical Review of World Energy и журнала Oil and Gas Journal, показывает, что отличие в основном касается оценок приемлемых по экономическим показателям запасов нефти в битуминозных песчаниках провинции Альберта в Канаде. Специалисты Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) оценили такие запасы в 2004 г. в размере 24,4 млрд т, а по данным справочника они оценены в 2,4 млрд т. Имеются отличия в оценке запасов и в других странах.

Весьма характерным показателем нефтедобывающих стран является показатель числа работающих скважин (табл. 1.7). Показатель числа работающих скважин характеризует размеры месторождений. В нефтедобывающих странах Ближнего Востока, а также в странах, относительно недавно начавших добычу нефти (Норвегия, Австралия, Малайзия, Нигерия) число работающих скважин находится в интервале 500–2500. В странах, где добыча ведется уже давно и где преобладают относительно небольшие месторождения, число скважин измеряется десятками (Венесуэла, Бразилия, Россия, Канада) и сотнями тысяч (США).

Таблица 1.7
Число работающих скважин в основных нефтедобывающих странах (по состоянию на 31.12.2005 г.) [8]

Страна	Число скважин	Страна	Число скважин	Страна	Число скважин
Саудовская Аравия	1560	ОАЭ (Абу-Даби)	1200	Канада	50955
Катар	421	Кувейт	790	Норвегия	801
Алжир	1285	Ирак	1685	Великобритания	1383
Ангола	1070	Иран	1120	Австралия	1330
Ливия	1472	Китай	72255	Азербайджан	130
Нигерия	2379	Индонезия	8826	Казахстан	705
Бразилия	41987	РФ	38173	Малайзия	188
Венесуэла	15669	США	511440	Египет	1267

Безусловным лидером по запасам является регион Персидского залива. Здесь сосредоточено 2/3 всех мировых разведанных запасов. Запасы нефти в этом регионе концентрируются в виде колоссальных месторождений. Для извлечения из них нефти требуется минимальное число скважин. Если по доли в мировых запасах район Персидского залива составлял в 2004 г. 57%, то по численности скважин – всего 1,4%. Значительными запасами нефти располагают Венесуэла, Мексика, Ливия, Китай, Норвегия и ряд других стран. В 2004 г. в связи с приростом запасов в ряде стран мира, прежде всего в Канаде, ряде стран Африки, доля региона Ближнего Востока в суммарных мировых доказанных запасах нефти снизилась.

В регионе Ближнего Востока в конце 2005 г. в действии находились 11109 скважин, в т.ч. в Саудовской Аравии – 1560, ОАЭ – 1200, Иране – 1120, Кувейте – 790, Ираке – 1685. Для сравнения, в Северной и Южной Америке порядка 627762 скважин, в т.ч. в США – 511440; в республиках бывш. СССР и странах Центральной и Восточной Европы – 55627; в АТР – 89124; в Западной Европе, где нефть стали добывать сравнительно недавно, свыше 6000 скважин. Всего в мире в конце 2005 г. действовало 798,7 тыс. добывающих скважин [8].

Средняя производительность скважин по странам сильно отличается. В 2005 г. она составляла (т/сутки на одну скважину): Саудовская Аравия – 800; Норвегия – 461; Иран – 473; Кувейт – 369; Великобритания – 164; Абу-Даби – 233; Ирак – 149; Ливия – 152; Нигерия – 139; Алжир – 143; Россия – 12; Венесуэла – 14; Индонезия – 15; Бразилия – 18; Китай – 7; Канада – 6; США – 1,4. В среднем по миру производительность одной скважины составляла в 2005 г. 13,5 т/сутки [8].

В табл. 1.6 обращает на себя внимание относительно скромная цифра разведанных запасов бывш. СССР. До самого последнего времени цифра нефтяных запасов СССР была тайной за семью печатями. В 90-е годы стали появляться экспертные оценки нефтяных запасов бывш. СССР, в т.ч. России. В частности, назывались цифры 23 млрд т для бывш. СССР и 20 млрд т для России. По различным оценкам российские запасы оцениваются в 15–20 млрд т. Наиболее всего оценка запасов России в 2004 г. (9,9 млрд т) близка к оценке, приведенной несколько лет назад в «Petroleum Enciclopedia» (10 млрд т). В чем причина столь существенных расхождений в оценках российских запасов нефти? Различия – в методике определения разведанных (достоверных) запасов.

Отличие оценок российских и американских специалистов (а именно по американским методикам определены данные в табл. 1.6) заключается в том, что российские специалисты подсчитывают извлекаемые запасы углеводородов во всех перспективных месторождениях, а американские специалисты не учитывают некоторые из них, ссылаясь на отсутствие сегодня эффективных технологий, позволяющих вести на этих месторождениях рентабельную добычу.

Считается, что наиболее исчерпывающая и достоверная информация по мировым запасам нефти предоставляется Геологической службой США (Geological Survey – USGS). Обычно Геологическая служба США разделяет мировые запасы на три категории: первая – разведанные запасы, т.е. те, которые могут быть добыты на уже открытых месторождениях; вторая – неоткрытые запасы, но которые могут быть открыты на основании детальных геологических исследований перспективных коллекторов; третьи – запасы, которые могут быть увеличены за счет повышения нефтеотдачи пластов, расширения месторождений и т.п.

1.2.2. Динамика запасов нефти

Скопления нефти в недрах Земли распределяются неравномерно. Примерно 60% опубликованных запасов приходится на пять ближневосточных стран: Саудовскую Аравию, Иран, Ирак, Кувейт и ОАЭ. Как отмечалось в журнале World Oil, мировые извлекаемые запасы нефти составляли в 2001 г. 1038 млрд барр. (141,6 млрд т), что близко совпадало с оценкой журнала Oil and Gas Journal. В конце 1980-х годов, во время так называемой «войны квот», некоторые страны ОПЕК объявили о резком и необоснованном приросте запасов, что объяснялось их конкурентной борьбой за распределение квот на добычу, которые

устанавливались в соответствии с размером запасов (табл. 1.8). Поэтому реальные запасы на Ближнем Востоке и в Венесуэле могут быть значительно ниже объявленных. В этой связи, прежде всего, возникает проблема достоверности оценки мировых запасов нефти.

Таблица 1.8

Официальная оценка запасов ОПЕК, млрд барр.

Годы	Абу-Даби	Дубай	Иран	Ирак	Кувейт	Нейтральная зона	Саудовская Аравия	Венесуэла
1980	28,0	1,4	58,0	31,0	65,4	6,1	163,4	17,9
1981	29,0	1,4	57,5	30,0	65,9	6,0	165,0	18,0
1982	30,6	1,3	57,0	29,7	64,5	5,9	164,6	20,3
1983	30,5	1,4	55,3	41,0	64,2	5,7	162,4	21,5
1984	30,4	1,4	51,0	43,0	63,9	5,6	166,0	24,9
1985	30,5	1,4	48,5	44,5	90,0*	5,4	169,0	25,9
1986	30,0	1,4	47,9	44,1	89,8	5,4	168,8	25,6
1987	31,0	1,4	48,8	47,1	91,9	5,3	166,6	25,0
1988	92,2*	4,0*	92,9*	100,0*	91,9	5,2	167,0	56,3*
1989	92,2	4,0	92,9	100,0	91,9	5,2	170,0	58,1
1990	92,2	4,0	92,9	100,0	91,9	5,0	257,5*	59,1
1991	92,2	4,0	92,9	100,0	94,5	5,0	257,5	59,1
1992	92,2	4,0	92,9	100,0	94,0	5,0	257,5	62,7
1993	92,2	4,0	92,9	100,0	94,0	5,0	257,5	63,3
1994	92,2	4,0	89,3	100,0	94,0	5,0	258,7	64,5
1995	92,2	4,0	88,2	100,0	94,0	5,0	258,7	64,9
1996	92,2	4,0	93,0	112,0*	94,0	5,0	258,7	64,9
1997	92,2	4,0	93,0	112,5	94,0	5,0	259,0	71,7
1998	92,2	4,0	89,7	112,5	94,0	5,0	259,0	72,6
1999	92,2	4,0	89,7	112,5	94,0	5,0	261,0	72,6
Независимая оценка официальных запасов «Петроконсалтантс»								
1996	57,7	1,0	64,7	77,4	52,0	8,2	222,6	27,4

* Необоснованное увеличение запасов

В 1996 г. научно-исследовательская организация Petroconsultants (г. Женева, Швейцария) провела независимую оценку официальных запасов ОПЕК (последняя строка в табл. 1.8). По официальным данным на конец 2000 г. на страны-члены ОПЕК приходилось около 820 млрд барр (111 млрд т), запасов нефти, то есть, около 78% от мировых нефтяных запасов. По данным Petroconsultants, данные о запасах нефти стран-членов ОПЕК составляли 511 млрд барр. Если взять перечисленные в табл. 1.8 страны и официальные величины их запасов, то они составят 745 млрд барр (101,7 млрд т), т.е. будут выше на 46% по сравнению с рассчитанными экспертами Petroconsultants.

В свое время исследование фирмы Petroconsultants произвели большое впечатление на участников нефтяного рынка, т.к. проливают новый свет на динамику запасов.

Существующие запасы нефти, а также потенциал новых перспективных регионов, в сочетании с прогрессивными технологиями могут в полной мере удовлетворить мировой спрос на нефть в течение следующих нескольких десятилетий. Однако тщательное изучение опубликованных отчетов по запасам и анализ динамики открытий новых месторождений во второй половине XX века выявляют совсем другую картину. В течение следующего десятилетия мир вплотную подойдет к отметке, регистрирующей, что половина существующих запасов уже израсходована. К 2010 г. добыча нефтяного топлива, двигателя мировой экономики, начнет быстро сокращаться, что вступит в противоречие с постоянно растущим спросом на нефть. Столкновение этих двух тенденций приведет к дефициту нефти и увеличению цен, что станет мощной предпосылкой к переходу на альтернативные источники энергии.

Как считают в ИНЭИ РАН, если темпы прироста мирового потребления нефти, наблюдавшиеся в последнее десятилетие прошлого века, сохранятся, то запасы этого вида сырья, доказанные на сегодня, к 2020–2030 гг. окажутся исчерпанными, примерно, на 80%.

Это означает, что если исходить из оптимистической оценки компании BP, то через 20–30 лет доказанной на сегодня, но не извлеченной нефти останется 28,7 млрд тонн, а если из пессимистических заключений Petroconsultants – 22,3 млрд тонн.

Конечно, все приведенные оценки весьма условны. Они, например, совершенно не учитывают ресурсы углеводородов Восточной Сибири, которые в геологическом плане почти не изучены. Поэтому в действительности очень трудно сказать, на сколько лет миру еще хватит нефти. Здесь надо заметить, что существует точка зрения, согласно которой лет через 40–50 проблема прироста нефтяных запасов вообще потеряет актуальность, так как нефть вытеснят нетрадиционные виды энергоносителей, например, водород, солнечная энергия и энергия ветра. Фил Уоттс (Phil Watts), председатель правления Royal Dutch Shell, по этому поводу говорит, что к середине текущего века на первый план выйдут возобновляемые виды энергии, а доля нефти в мировом энергобалансе сократится, примерно, до 25%. Может быть так и будет, но пока мировое потребление нефти растет.

С другой стороны, надо учитывать возможности прироста запасов. Потенциальные возможности стран Персидского залива не ограничиваются цифрами, приведенными в табл. 1.6–1.8. В частности, в Иране возможно увеличение доказанных запасов еще на 3–4 млрд т нефти; в Кувейте, по оценкам экспертов, доказанные запасы нефти могут быть увеличены еще на 2 млрд т. Могут возрасти доказанные запасы в самой богатой нефтью стране – Саудовской Аравии. В последнее время в этих странах произошло заметное изменение отношения к крупным западным нефтяным компаниям: после долгого отлучения их все чаще стали привлекать к разведке и разработке местных сырьевых ресурсов. И хотя согласно конституциям этих стран иностранные компании не имеют права владеть сырьевыми ресурсами и эксплуатировать их, в настоящее время нефтедобывающими странами региона разрабатываются новые формы контрактов с зарубежными нефтяными компаниями.

Ниже более подробно рассмотрено состояние запасов нефти в США и западноевропейских странах – крупнейших потребителях нефти, а также в странах, которые обеспечивают сырьем эти страны.

По объему доказанных запасов нефти – 3 млрд тонн – США входят в первую десятку стран в мире. Но при сравнении с внутренним спросом эта цифра стремительно теряет весомость. Потребности в сырой нефти в 2002 г., включая поступление в Стратегический резерв, составили 750 млн т, внутреннее же потребление страны, с учетом 67 млн т нетто-импорта нефтепродуктов, – 817 млн тонн, т.е. немногим менее одной трети всех доказанных запасов страны. Кроме того, в стране производится 85 млн тонн жидких фракций из природного газа, так что общее потребление жидких углеводородов превышает 900 млн тонн. Суммарное потребление нефти в 2005 г. возросло до 944 млн т [6].

В США в 2004 г. было задействовано свыше 511 тыс. добывающих скважин. Среднесуточная производительность одной скважины меньше 1,4 т/с, что существенно меньше среднемирового показателя (почти 13,5 т/с).

При таком соотношении запасов, добычи и спроса производство собственно нефти не форсируется. Происходящий в последние годы некоторый прирост запасов нефти связан с Мексиканским заливом, где ожидаются новые открытия, наиболее значительные – в глубоководной части шельфа, а также с Аляской и Калифорнией. В США открыты потенциальные запасы нефти в размере 4,5 млрд т, в т.ч. в Техасе (22,5%), на Аляске (20%), на прибрежном шельфе (19%) и в Калифорнии (16%). Однако даже если эта тенденция в течение последующих лет сохранится, общее состояние обеспеченности потребностей страны собственной нефтью не изменится.

Поскольку нефтеобеспеченность США в большой степени зависит от четырех стран – Канады, Мексики, Венесуэлы и Саудовской Аравии, уместен интерес к состоянию ресурсной базы этих стран. Здесь беспокойство американских стратегов может вызывать значительное снижение запасов в Мексике, которое произошло в результате их переоценки по старым месторождениям и уточнениям по новым открытиям, а также сокращение ресурсной базы

традиционной нефти в Канаде.

Данные о динамике запасов в странах – основных экспортерах нефти в США представлены в табл. 1.9.

Таблица 1.9

Динамика запасов нефти – основных экспортерах США [6, 8]

	Доля в суммарном импорте нефти в США, %	Доказанные запасы нефти, млрд барр			
	2004 г.	01.01.82	01.01.92	01.01.02	01.01.06
США		36,5	33,7	22,0	29,3
Канада	16,7	8,5	8,0	6,6	16,5
Мексика	13,1	57,0	51,3	26,9	13,7
Венесуэла	11,0	20,3	59,1	77,7	79,7
Саудовская Аравия	14,2	167,9	260,3	261,8	264,3

По оценке специалистов Института геологии нефти и газа СО РАН добыча нефти в США будет снижаться, а спрос на нефть заметно расти, что приведет к существенному росту объемов импорта нефти (табл. 1.10). Отметим, что фактический уровень добычи нефти в США в 2005 г. оказался ниже оценки экспертов (310 млн т), а уровень спроса – выше (945 млн т), что подтверждает правильность их гипотезы.

Таблица 1.10

Прогноз добычи и потребления нефти в США, млн т [9]

Показатели	2003 г. (факт.)	2005 г. (оц.)	Прогноз				
			2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Объем добычи	341	340	337	325	301	280	255
Спрос	914	919	965	1006	1033	1058	1066
Необходимость импорта	573	579	618	681	732	778	811

Пока доля импорта российской нефти в США ничтожна (не превышает 0,5%), но при столь заметном росте импорта для российской нефти откроется немалая ниша на американском рынке.

Что касается запасов нефти в странах Западной Европы, то первое промышленное открытие в акватории Северного моря произошло в 1969 г., когда в британском секторе было выявлено первое нефтяное месторождение – Монтроз. В 1970 г. выявлено одно из крупнейших нефтяных месторождений Северного моря – Фортис. Всего в британском секторе открыто 248 нефтяных и газонефтяных и 224 газовых месторождений. Наиболее крупными являются месторождения Стат-фьорд (начальные запасы 560 млн т), Фортис (367 млн т) и Брент (313 млн т).

В норвежском секторе Северного моря выявлено 120 нефтяных и нефтегазовых и 56 газовых месторождений. В датском секторе открыто 27 нефтяных и 5 газовых месторождений, а в нидерландском – 27 и 185 соответственно.

В Норвежском море выявлено 19 нефтяных и 16 газовых месторождений. В их числе три крупных нефтяных (Драуген, Норне, Хайдрун).

В Баренцевом море выявлено 10 нефтяных и 11 газовых месторождений, в том числе одно крупное – Сновит (Белоснежка) с извлекаемыми запасами газа 320 млрд м³ и нефти – 29 млн т (вместе с газоконденсатом).

По оценке специалистов ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ начальные потенциальные ресурсы британского сектора Северного моря составляют 4,2 млрд т нефти, норвежского – 4 млрд т, датского – 0,53 млрд т, нидерландского – 0,08 млрд т. Оценка ресурсов нефти Норвежского моря оценены в 1,1 млрд т. Как видно, потенциальные ресурсы нефти западноевропейских стран составляют 9,9 млрд т (для сравнения, доказанные запасы на конец 2002 г. – 2,3 млрд т). Кроме этого следует учесть еще не открытые, но прогнозируемые запасы акваторий Норвежского, Баренцева и Северного морей, которые оцениваются в 3 млрд т [10].

1.2.3. Потенциальные запасы нефти

Разведанных запасов нефти (по состоянию на конец 2005 г.) хватит примерно на 42 года, однако это совершенно не означает, что за этот период запасы нефти будут исчерпаны. Во-первых, возможно увеличение отдачи пластов на действующих месторождениях с 30–50% до 65–70%, т.е. в 1,7 раза; во-вторых, постоянно происходит совершенствование технологий добычи нефти, что позволяет вовлекать в разработку месторождения, считавшиеся ранее нерентабельными; в-третьих, потенциальные запасы нефти превосходят разведанные и доказанные (205 млрд т против 163 млрд т, таким образом, при уровне добычи 4 млрд т в год разведанных и потенциальных запасов хватит на 80 лет); в-четвертых, кроме т.н. «традиционных нефтей», т.е. таких, которые можно добывать применяемыми в настоящее время методами, существуют нетрадиционные виды углеводородов (битуминозные пески, тяжелые нефти Ориноко в Венесуэле, горючие сланцы).

Если говорить о потенциальных запасах, то приведенная выше оценка (205 млрд т) является, по-видимому, заниженной. Еще в 1968 г. компания Shell оценила потенциальные мировые запасы в 245,5 млрд т. В 1995 г. К.Кэмпбелл (С. Campbell), представитель Ассоциации по изучению пика добычи нефти (ASPO), оценил мировые потенциальные запасы более сдержанно – 232 млрд т. Однако в 2000 г. Американское общество геологов-нефтяников оценило запасы традиционной нефти в 273 млрд т [11].

Что касается нетрадиционных источников нефти, то в начале 2003 г. нефтяная общественность была поражена тем, что мировые запасы нефти возросли с 143 млрд т до 165 млрд т. Причиной столь заметного их роста явилась переоценка запасов в Канаде. В условиях значительного роста цен в прошлом году и при использовании имеющихся технологий рентабельной стала разработка части ресурсов тяжелой нефти, содержащейся в битуминозных песчаниках и сланцах, что позволило увеличить оценку запасов в стране с менее 1 млрд т до более чем 24 млрд т. Таким образом, Канада, доля которой в глобальных запасах повысилась почти до 15%, в списке 10 наиболее богатых нефтью стран заняла второе место, оттеснив на третье Ирак (его доля превышает 9%).

Немецкое отраслевое объединение Mineraloelwirtschaftferband указывает, что с учетом залежей тяжелой нефти в битуминозных песчаниках и сланцах, которые пока не могут рентабельно разрабатываться в современных условиях, ее общие ресурсы в мире во много раз больше достоверных.

По оценке Американского общества геологов-нефтяников потенциальные запасы традиционной и нетрадиционной нефти составляют 409 млрд т, а если учесть некоторые источники сверхтяжелых нефтей – 546 млрд т [12].

В списке 10 стран с наибольшим объемом достоверных запасов по состоянию на 2001 г. Институт немецкого хозяйства (г. Кёльн) на 9-е место поместил Мексику (3,7 млрд т) и на 10-е – Китай (3,3 млрд т).

Сообщение об увеличении размера доказанных запасов нефти в Канаде за счет включения в их состав запасов битуминозных песков вызвало разноречивую оценку специалистов: от отрицания до поддержки. Тем не менее в Канаде работы по освоению месторождений битуминозных песков успешно развиваются. В 1999 г. объем переработки нефти, добытой из битуминозных песков, составил уже 11,2 млн т, или 13% от всего национального потребления нефти. В 2002 г. объем добычи сверхтяжелой нефти из битуминозных песков составил 15 млн т. А в недалеком будущем объем извлекаемой из битуминозных песков нефти превысит 50% канадской добычи. Производство в 2004 г. составило 370 тыс. баррелей в сутки (18,5 млн т в год), а в 2007 г. по оценкам специалистов составит 450 тыс. баррелей в сутки (22,5 млн т в год). По другим, еще более оптимистичным прогнозам, в 2007 г. Канада будет производить 27 млн т «синтетической» нефти. А эксперты Канадского энергетического института (CERI) считают, что при оптимальном варианте развития событий производство нефти из битуминозных песков в том же году превысит 40 млн т, а к 2015 г. достигнет уже 1,15 млн. баррелей в сутки (57,5 млн т в год).

Помимо битуминозных песков Канады интерес представляет «сверхтяжелая» нефть

Венесуэлы (нефть Ориноко). По оценкам геологов компании Petroleos de Venezuela (PdVSA) потенциальные запасы такой нефти составляют 190 млрд т, извлекаемые – 42–43 млрд т. В стране намечено несколько проектов освоения месторождений «Пояса Ориноко», в частности, проекты Синкор (совместный проект PdVSA с Total, Statoil и Norsk Hydro); Петросуата (проект американской компании Conoco); Амака (совместный проект ARCO, Техасо Phillips); Сьерра-Негро (совместный проект Mobil и Veba Oil). По предварительной оценке при инвестициях 11 млрд долл. добыча нефти может составить 28,8 млн т.

По оценке Департамента информации Министерства энергетики США запасы сверхтяжелых нефтей (на конец 2000 г.) оценивались в 585,4 млрд т, в т.ч. Канада – 222,4, Венесуэла – 163,7, Россия – 184,2, Казахстан – 10,9, США – 5,5, Мадагаскар – 5,9. Однако пригодными для разработки с приемлемыми экономическими показателями пока признаны запасы битуминозных нефтей в Канаде (32,7 млрд т) и тяжелых нефтей Ориноко в Венесуэле (15,5 млрд т). Мировое производство тяжелых и сверхтяжелых нефтей в 2000 г. составляло 37,5 млн т. По прогнозу специалистов норвежской компании Statoil объем производства нетрадиционных нефтей должен был составить в 2005 г. 42,5 млн т, в 2010 г. – 55 млн т. Канадская ассоциация производителей нефти оценивает производство нетрадиционных нефтей более оптимистично: до 200 млн т в 2010–2015 гг. [12].

Перспективным с точки зрения запасов является нефтяной пояс, тянущийся в Африке от Нигерии до Анголы. Нефть Западной и Экваториальной Африки может в ближайшее время выйти на мировой рынок в объемах, существенно превышающих нынешние.

Россия, кроме западносибирских месторождений, возможности которых далеко не исчерпаны, имеет большие запасы нефти на территории Русского Севера, Восточной Сибири и на Сахалине.

Одним из перспективных регионов развития нефтедобычи является «старый» нефтедобывающий район Каспия. На протяжении последнего десятилетия Каспий стал заметным фактором международной жизни. Мировая аналитика единодушна в том, что к 2015 г. добыча нефти и газа в регионе утроится. В связи с этим Каспийский регион рассматривается как потенциальный источник энергоносителей, способный обеспечить диверсификацию поставок нефти и снижение зависимости мирового рынка от стран Ближнего Востока.

Широкое геологическое изучение интенсивно проводилось в СССР с середины 40-х годов прошлого века, но в основном охватывало территории республик Азербайджан и Туркменистан. С начала 90-х годов геологоразведочные работы проводились по всей прибрежной зоне Каспия.

По последним данным начальные суммарные ресурсы всей акватории Каспийского моря (без Ирана) составляют 16 млрд т нефтяного эквивалента (н.э.), по оценкам ОАО «ЛУКОЙЛ», или 20,5 млрд т н.э., если предпочесть расчеты аналитиков Минэнерго и Минприродресурсов. Эти цифры соответственно в 2 или 3 раза превышают официальные оценки, которые были приведены в Государственном Балансе СССР в 1991 г. [13].

Наибольшие запасы сосредоточены в Южно-Каспийском бассейне. Суммарный нефтегазовый потенциал Южно-Каспийского бассейна аналитиками Минэнерго и Минприродресурсов оценивается в 11,5 млрд н.э., в том числе 7,4 млрд – в условном секторе Азербайджана, 2,6 млрд – у берегов Туркменистана и 1,5 млрд – в шельфовой зоне Ирана.

В Северо-Каспийском нефтегазоносном бассейне уже функционируют крупнейшие нефтегазовое месторождение Тенгиз (на территории Казахстана) и газоконденсатное Астраханское месторождение. Суммарные потенциальные ресурсы углеводородов Северо-Каспийского бассейна могут составлять 4,9 млрд т условного топлива. Из них 4–4,5 млрд т относятся к казахстанскому сектору, 350–700 млн т залегают в пограничной между Казахстаном и Россией зоне (в районе Северо-Каспийского поднятия), и еще 100 млн т приурочены в Укатненской депрессии на шельфе Астраханской области.

В Центрально-Каспийском нефтегазоносном бассейне функционируют месторождения п-ва Мангышлак, Бузачи (Казахстан), ряд месторождений у побережья Дагестана. Наиболее

крупными являются месторождения Бузачи (700 млн т), Курмангазы (300 млн т).

Официальные и экспертные оценки ресурсов углеводородов Каспийского бассейна приведены в табл. 1.11.

Таблица 1.11.

Официальные и экспертные оценки ресурсов углеводородов Каспийского бассейна (млрд н.э.) [13]

Категория запасов	Район, условный сектор					Всего акватория
	Юго-Запад (Азербайджан)	Юго-Восток (Туркменистан)	Северо-Восток и Центр (Казахстан)	Северо-Восток и Центр (Россия)	Юг (Иран)	
Доказанные извлекаемые запасы (АВСА) 1988–1991 гг.	0,880	0,107		0,247		1,234
Официальные оценки начальных суммарных ресурсов (АВС,С,) 1988–1991 гг.	2,760	1,500	2,950	1,150		8,360
Экспертная оценка начальных суммарных ресурсов Минэнерго и Минприроды РФ (в скобках – оценка «ЛУКОЙЛа»)	7,400 (3,8)	2,600 (2,2)	7,500 (8,1)	2,950 (1,7)	1,500 0	21,950 (15,8)

По оценке экспертов в странах, прилегающих к Каспийскому морю и составляющих менее 1% по численности населения, сосредоточено 2% мировых разведанных запасов нефти.

Следует отметить, что в последние 40 лет в мире количество открытых месторождений возросло в 60–70-е годы, затем стало несколько снижаться, причем особенно заметным было уменьшение прироста крупных месторождений (табл. 1.12).

Таблица 1.12.

Число открытых в мире нефтяных месторождений

Объем запасов, млнт	Число открытых месторождений			
	60-е годы	70-е годы	80-е годы	90-е годы
6,8–13,7	235	261	300	314
13,7–27,4	105	162	113	90
27,4–68,5	179	208	170	191
68,5–137,0	90	95	66	52
Св. 137	129	116	90	20
Итого	738	842	739	667

Тем не менее, по прогнозам аналитического управления Министерства энергетики США период 2000–2025 гг. в мире произойдет рост доказанных запасов почти на 100 млрд т, а в качестве потенциальных (еще неоткрытых запасов) будут фигурировать в 2025 г. запасы в размере 108 млрд т. Прогнозные оценки приведены в табл. 1.13.

Таблица 1.13.

Мировые запасы нефти 2000–2025 гг (млрд баррелей)

Регионы и страны	Доказанные резервы	Рост запасов	Ненайденные запасы
Промышленные страны			
США	22,45	76,03	88,03
Канада	180,02	12,48	32,59
Мексика	12,62	25,63	45,77
Япония	0,06	0,09	0,31
Австралия/Новая Зеландия	3,52	2,65	5,93
Западная Европа	18,10	19,32	34,58
Евразия			
Бывшие республики СССР	77,83	137,70	170,79
Восточная Европа	1,53	1,46	1,38
КНР	18,25	19,59	14,62
Развивающиеся страны			
Центральная и Южная Америка	98,55	90,75	125,31
Индия	5,37	3,81	6,78
Другие развивающиеся страны	11,35	14,57	23,90

Регионы и страны Промышленные страны	Доказанные резервы	Рост запасов	Ненайденные запасы
Африка	77,43	73,46	124,72
Ближний Восток	685,64	252,51	269,19
Ирак	112,50	–	–
Саудовская Аравия	259,3	–	–
Всего	1212,88	730,05	938,90
ОПЕК	819,01	395,57	400,51
Не члены ОПЕК	393,87	334,48	538,39

По оценке Департамента информации Министерства энергетики США суммарные конечные запасы нефти в мире равны 393,1 млрд т.

1.2.4. Экономическая оценка разведанных запасов

Данные по издержкам разведки и добычи нефти по различным регионам мира и по нефтяным компаниям, как правило, представляли конфиденциальную информацию и не публиковались. Первые публикации относятся к 80-м годам и сделал их бывший министр нефтяной промышленности Саудовской Аравии шейх А.Ямани. По его данным издержки на добычу 1 барр. нефти составляли (долл.): район Персидского залива (суша) – 0,4–2,5; на морских промыслах Персидского залива – 1,5–4,0; в США (суша) – 2,0–7,9; на шельфе Мексиканского залива США – 6,0–12,0; с месторождений Северного моря – 10,0–20,0. По более поздней оценке (ноябрь 1998 г.) главы крупнейшей российской нефтяной компании ЛУКОЙЛ В.Апекперова, средние издержки добычи нефти составляют (долл./барр.): в Персидском заливе – 2,0; в Африке – 6,1; в России – 6,1–8,2; в Южной Америке и США – 8,2; в Северном море – 10.

Подробный анализ издержек добычи в различных странах и регионах, включая новые перспективные районы, были сделаны А.Конопляником (табл. 1.14).

Таблица 1.14.

Издержки добычи нефти в различных регионах мира (долл./барр.) [14]

Регионы	Иран	Ирак	Сауд. Аравия	Кувейт	Абу-Даби (суша)	Абу-Даби (море)	Ливия, Малайзия, Мексика	РФ
Долл./барр.	0,8–1,5	0,8–1,6	0,8–1,6	1,0–2,0	2,5–4,1	6,0–9,5	3,0–5,0	5,0–10,0

Продолжение табл. 1.14

Регионы	Индонезия	Северное море	США (Зап. Техас)	США (Аляска)	Оман	Венесуэла	Каспий (Азербайджан)	Каспий (Казахстан)
Долл./барр.	5,0–8,0	10,0–18,0	15,0–15,7	5,0–6,0	3,0–5,0	3,0–5,0	2,6	3,7

Отметим, что в настоящее время затраты на организацию добычи нефти в районе Каспия составляют: азербайджанской нефти – 10,7–12,5 долл./барр., казахстанской нефти (Тенгиз) – 12,0–14,3 долл./барр.

По оценке Канадского энергетического института, сделанной в 2001 г., в группу стран, в которых издержки добычи нефти не превышают 4 долл./барр. входят страны Ближнего Востока; издержки в интервале 4–6 долл./барр. характерны для Венесуэлы, Алжира, США (Аляска), стран Латинской Америки, Нигерии, России (Западная Сибирь), Казахстана; в интервале 6–10 долл./барр. издержки добычи нефти характерны для Мексики, Китая (суша), Западной Канады, Индонезии; для США, западноевропейских стран (Северное море) издержки добычи нефти находятся в интервале 10–14 долл./барр.

Себестоимость добычи 1 барр. битуминозной нефти снизилась с 1999 г. по 2002 г. с 25,81 долл. до 12,64 долл., причем прямые эксплуатационные затраты составили 11,44 долл. По прогнозам канадских специалистов себестоимость битуминозной нефти не превысит 11 долл./барр., что делает ее вполне конкурентоспособной.

Весьма интересным является сопоставление издержек производства добычи

традиционной нефти (для разведанных и доказанных, а также потенциальных запасов) и нетрадиционной нефти [11]:

Таблица 1.15.

Оценка запасов нефти и издержек на добычу в перспективе

Показатели	Доказанные и разведанные	Потенциальные (традиционная нефть)	Потенциальные (традиционная и нетрадиционная нефть)	Потенциальные (с преобладанием нетрадиционной нефти)
Запасы, млрд.т	140	273	409	546
Издержки добычи, долл./барр.	2–14	5–16	15–35	35–45

Приемлемые показатели добычи нетрадиционных нефтей привлекло внимание американских компаний к открытию и разработке месторождений битуминозных песков.

В разработке канадских месторождений битуминозных песков наряду с местными фирмами (Syn crude, Syncor, Petrocanada, Pan Canadian, Imperial Oil) принимают участие американские нефтяные компании Koch, Husky, совместная канадско-японская компания Japan Canada Oil Sands, транснациональная компания Shell. При разработке месторождений тяжелых нефтей Ориноко в Венесуэле наряду с государственной компанией PdVSA принимают участие Chevron-Техасо и Conoco-Phillips (США), Total (Франция), Statoil (Норвегия).

Казалось бы с вовлечением новых месторождений, расположенных на больших глубинах, в новых неосвоенных районах, на морском шельфе, издержки добычи должны возрастать, но они в последние годы снижались. Это достигалось за счет совершенствования технологии бурения, использования вторичных методов воздействия на нефтяной пласт, увеличивающих степень извлечения нефти, сооружения более безопасных и дешевых (за счет новых материалов и конструкций) нефтяных платформ для освоения морских месторождений.

На двух графиках приводятся кривые, характеризующие динамику среднемировых издержек разведки и разработки нефтяных месторождений и добычи нефти за период с 1980 по 1995 гг. Данные приводятся в долл./баррель (баррель нефти равен 159 л.) на рис. 2 и 3.

Чтобы более наглядно объяснить динамику показателей издержек добычи нефти, отметим, что пик приходится на годы нефтяного кризиса, а дальнейшее снижение связано с внедрением прогрессивных методов добычи и снижением стоимости платформ для морской добычи нефти. Если построенная одной из первых платформа компании Shell в Мексиканском заливе США стоила 1,2 млрд долл и обеспечивала добычу 2,3 млн т/год, то введенная в эксплуатацию сравнительно недавно платформа компании BP – Borneo Syndicate рiс стоила 85 млн долл. и обеспечивала годовую добычу 1,75 млн т.

В дополнение к данным, приведенным в табл. 1.15, приведены результаты исследований, выполненных экспертами Международного энергетического агентства (IEA – International Energy Agency). По мнению экспертов IEA технологический

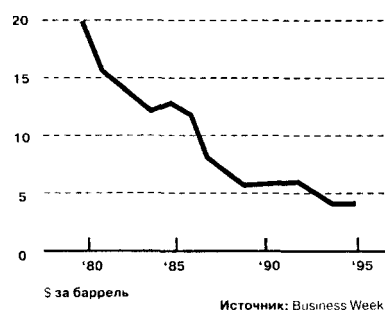


Рис. 2. Среднемировые издержки разведки и разработки нефтяных месторождений

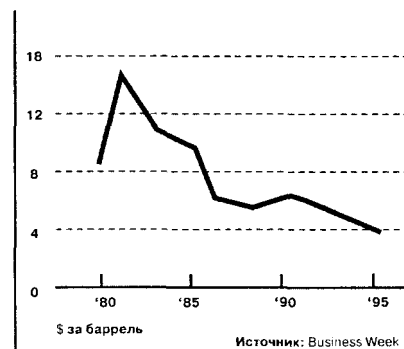


Рис. 3. Среднемировые издержки добычи нефти

прогресс всегда будет ключевым фактором, опровергающим утверждение, что в ближайшее время человечество ожидает пик добычи нефти, который означает уже достаточное близкое исчерпание ресурсов этого вида углеводородного сырья. Вызов времени, как считают эксперты, это – сделать так, чтобы при помощи новых технологий запасы нефти как традиционного, так и нетрадиционного видов, могли бы разрабатываться с экономически приемлемыми показателями. Достигнуть этого можно, объединив технологические разработки и инвестиции развитых стран – потребителей нефти и стран, обладающих значительными запасами. В табл. 1.16 приведены расчеты экспертов IEA по оценке разведанных и потенциальных ресурсов традиционной и нетрадиционной нефти и цен, при которых может быть организована добыча данных категорий запасов [15].

Таблица 1.16.

Запасы нефти и цены, при которых выгодно организовать разработку этих запасов

Имеющиеся запасы нефти	Запасы, млрд т (нарастающим итогом)	Цена, при которой выгодно добывать нефть, долл./барр.
Разрабатываемые запасы	140	20,0
Потенциальные запасы стран ОПЕК	280	17,5
Потенциальные запасы традиционной нефти других стран	382	25,0
Нефть глубоководных месторождений	409	36,0
Нефть арктического шельфа	436	60,0
Нефть сверхглубоких месторождений	450	40,0
Нефть, добываемая при помощи методов увеличения нефтеотдачи	491	50,0
Нефть битуминозных песчаников	634	40,0
Горючие сланцы	764	70,0

По оценке экспертов IEA традиционная нефть будет покрывать нужды растущего спроса до 2030 г. Дальнейший рост спроса приведет к необходимости привлечения ресурсов нефти глубоководных и сверхглубоких месторождений, нефти арктических районов, а также нетрадиционных видов нефти.

Среди технологий, упомянутых экспертами IEA, следующие: технологии добычи нефти с больших глубин, из месторождений арктических районов при сохранении экологии региона, методы добычи нетрадиционных видов нефти (битуминозных песчаников, тяжелых и сверхтяжелых нефтей, горючих сланцев). Среди других направлений совершенствования имеющихся технологий называются технологии, снижающие стоимость обустройства скважин; обеспечивающие стандартизацию операций на промыслах; облегчающие транспортировку нефти; минимально воздействующие на окружающую среду. Большое внимание эксперты уделяют использованию информационных технологий в нефтяном бизнесе. По оценкам экспертов IEA в развитие мирового нефтяного комплекса в период 2005–2035 гг. необходимы инвестиции в размере 5 трлн долл.

1.3. Добыча нефти

1.3.1. Ретроспектива и современное состояние

Мировая добыча нефти в период 1960–2005 гг. (за исключением нескольких лет) неуклонно возрастала. Динамика мировой добычи нефти приведена в табл. 1.17.

За период 1960–2005 гг. объем добычи нефти вырос в 3,6 раза. Темпы роста по десятилетиям были следующие: 60-е годы – 7,8% в год, 70-е годы – 2,4% в год; 80-е годы – 1% в год, 90-е годы – 1,25% в год, 2000–2005 гг. – 1,6%. Столь явно выраженная неравномерность темпов роста добычи в 60-е годы и в остальной период XX века связана с тем, что в 60-е годы еще продолжался период дешевой нефти, начатый еще в 50-е годы. Цена 1 барр. нефти составляла (в текущих ценах) – 2–3 долл./барр., многие страны стремительно наращивали потребление нефти, строились крупные и сверхкрупные (до 500 тыс. т водоизмещением) танкеры. Картина резко изменилась после 1973 г. (начало нефтяного

кризиса). В период 1974–1985 гг. объем мировой добычи находился на уровне 2,8 млрд т, снижаясь в отдельные годы до 2,6 млрд т, либо поднимаясь до 2,9 млрд т. После завершения нефтяного кризиса в середине 80-х годов мировая добыча начала медленно, но неуклонно расти. Медленно – потому что в основных нефтепотребляющих странах в годы нефтяного кризиса была проведена большая работа по энергосбережению (и, в частности, по экономии удельного потребления нефти на единицу ВВП); неуклонно – потому, что в развивающихся странах начался рост потребления нефти в связи с нарастанием в этих странах темпов экономического роста.

Таблица 1.17

Динамика мировой добычи нефти, млн т [6]

Годы	Добыча	Годы	Добыча	Годы	Добыча	Годы	Добыча
1960	1073,2	1978	2868,0	1988	3073,7	1998	3538,8
1965	1512,7	1979	2991,0	1989	3108,1	1999	3461,7
1970	2275,0	1980	2873,0	1990	3180,1	2000	3601,3
1971	2356,0	1981	2969,2	1991	3157,8	2001	3580,6
1972	2556,0	1982	2829,5	1992	3183,5	2002	3556,8
1973	2777,0	1983	2824,5	1993	3182,5	2003	3702,9
1974	2785,0	1984	2883,5	1994	3224,3	2004	3867,9
1975	2602,0	1985	2846,7	1995	3265,9	2005	3895,0
1976	2792,0	1986	2940,2	1996	3362,5		
1977	3104,6	1987	2942,3	1997	3470,2		

В настоящее время нефть в промышленных объемах добывают 99 стран, из них 52 страны, включая США, прошли пик добычи, а 16 стран, включая Великобританию, Норвегию, Австралию и Китай, в скором времени пройдут этот пик [8].

1.3.2. Методы расчета показателей добычи нефти

При анализе динамики объемов добычи можно обнаружить расхождения в показателях, содержащихся в различных справочных изданиях и информационных материалах. Причинами расхождений могут быть статистические и смысловые различия при расчете показателей.

Статистические различия возникают из-за недоброкачественных исходных данных, разницы в методиках расчетов среднестатистических показателей, использования субъективных подходов при компоновке данных, получаемых из различных источников.

Смысловые различия возникают из-за различного содержания, вкладываемого в понятие «объем добычи нефти». Некоторые справочники, статистические разделы нефтяных журналов учитывают в этом понятии только объемы добытой сырой нефти. Такие данные содержатся в известных журналах Oil and Gas Journal, World Oil. В других источниках указываются объемы добычи нефти и газового конденсата (Российский статистический ежегодник). Известный справочник BP Statistical review of world energy включает в состав добываемой продукции сырую нефть, нефть битуминозных песчаников и жидкие продукты, получаемые при переработке природного газа. Английский журнал Petroleum Economist включает в состав добытой нефти сырую нефть, газовый конденсат и жидкие углеводороды, получаемые при переработке природного и попутного нефтяного газа. Для иллюстрации отличий приведены данные о мировой добыче нефти за 1999 г.: Oil and Gas Journal – 3235,5 млн т, World Oil – 3292,5 млн т, BP Statistical review of World Energy – 3462,7 млн т; Petroleum Economist – 3612,5 млн т. Разница в оценках объемов мировой добычи нефти по оценкам Oil and Gas Journal и BP Statistical Review of World Energy в 1999 г. составила 227 млн т, в 2004 г. – 305,7 млн т [6, 16].

1.3.3. Региональная структура мировой добычи нефти

Региональная структура добычи нефти в мире претерпела в период 1960–2005 гг. серьезные изменения (табл. 1.18).

Таблица 1.18

Региональная структура мировой добычи нефти в период 1960–2005 гг. [6]

Регионы и страны	1960 г.		1970 г.		1980 г.		1990 г.		1996 г.		2002 г.		2005 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Северная Америка	389,3	36,3	532,5	23,4	594	20,7	656,5	20,6	660,7	19,5	664,4	18,7	642,5	16,5
в т.ч.														
США	353,4		455,6		424		417,1		382,9		350,4		310,2	
Канада	29,7		55,5		70		92,3		114,2		135,6		145,2	
Мексика	15,2		21,4		100		147,1		163,6		178,4		187,1	
Южная Америка	187,4	17,5	240,8	10,6	189	6,6	229,8	7,2	319,9	9,5	335,7	9,4	350,6	9,0
в т.ч.														
Венесуэла	152,1		188,1		114		115,9		162,4		151,4		154,7	
Ближний Восток	284,2	26,5	701,6	30,8	950	33,1	861,9	27,2	983,3	29,2	1014,6	28,5	1208,1	31,0
в т.ч.														
Саудовская Аравия	69,2		176,1		496		341,3		428,8		418,1		526,2	
Кувейт	82,5		137,4		86		62,14		107,2		91,8		130,1	
Иран	58,7		189,3		74		164,4		183,8		166,8		200,4	
Ирак	49,0		76,4		130		105,1		28,8		99,7		89,5	
Абу-Даби	–		45,7		66		104,9		117,3		105,6		129,0	
Африка	19,7	1,8	290,8	12,8	261	9,1	320,7	10,1	359,6	10,7	376,4	10,6	467,1	12,0
в т.ч.														
Алжир	15,6		46,9		47		57,5		60,0		70,2		86,5	
Ливия	0,7		159,9		86		68,7		69,1		64,9		80,1	
Нигерия	2,3		52,7		102		89,8		106,0		98,6		125,4	
Азиатско-Тихо-Океанский регион	29,1	2,7	66,6	2,9	131	4,5	322,9	10,2	363,5	10,8	381,4	10,7	381,7	9,8
в т.ч.														
Индонезия	22,4		42,1		78		71,9		77,2		62,4		55,0	
Китай	н.д.		н.д.		101		138,3		158,5		168,9		180,8	
Европа	15,7	1,5	89,7	3,9	153	5,3	217,5	6,8	328,1	9,8	319,6	9,0	274,6	7,1
в т.ч.														
Великобритания	0,1		н.д.		78		91,6		129,9		115,9		84,7	
Норвегия	–		–		20		81,7		155,5		157,4		138,2	
Бывш. СССР	147,8	13,7	353,0	15,6	595	20,7	570,7	17,9	352,5	10,5	464,6	13,1	570,4	14,6
Итого	1073,2	100	2275,0	100	2873	100	3180,0	100	3367,6	100	3556,7	100	3895,0	100,0

Основные сдвиги в региональной структуре мировой добычи нефти таковы: снижение удельного веса регионов Северной и Южной Америки; рост удельного веса регионов Ближнего Востока, Африки, Азии и Европы; рост в 80-е годы, а затем падение доли бывш. СССР.

Анализ по отдельным регионам и странам показывает, что в регионе Северной Америки устойчивый рост добычи нефти имели Мексика и Канада. В США, некогда наиболее крупной по добыче нефти стране, добыча стала снижаться в 70-е годы и это снижение продолжается до сих пор. Однако это не означает, что американская нефтяная промышленность хиреет. В период «дешевой» нефти (до 1973 г.) американцы стали закупать много нефти, постепенно снижая собственную добычу. Здесь преследовались две цели: сиюминутная – импортируемая нефть была дешевле, стратегическая – запасы нефти оставались в недрах США. По соображениям более низких издержек добычи транснациональные корпорации (преимущественно американские) предпочитали вкладывать средства в разведку и добычу за пределами США. В то же время абсолютный объем добычи в регионе Северной Америки не снизился из-за роста добычи в Канаде и Мексике, но удельный вес региона в мировой региональной структуре добычи упал в 2,1 раза.

В южноамериканском регионе наибольшую долю в добыче нефти имела Венесуэла, однако в последние годы в число нефтедобывающих стран региона вошли Аргентина, Бразилия, Колумбия, Эквадор. В 2002 г. из-за политического кризиса в Венесуэле объем

добычи нефти снизился до 151,4 млн т, хотя в последние 5 лет в среднем за год добыча составляла 171,2 млн т. Удельный вес региона в период 1960–2005 гг. снизился с 17,3 до 9,0% в мировой добыче.

Масштабы добычи нефти в ближневосточном регионе росли, но в отдельные годы наблюдалось сокращение добычи, вызванное кризисом на рынке нефти или политическими событиями (арабо-израильская и ирано-иракская войны, нападение Ирака на Кувейт, санкции ООН в отношении Ирака), но главным образом, квотами на добычу нефти. Удельный вес региона – самый высокий, в исследуемом периоде он колебался с 26,5% до 39,1% мировой добычи.

На африканском континенте добыча нефти росла, в основном за счет усилий Алжира, Ливии и Нигерии. Однако в последнее время стала расти добыча в Анголе, Египте. Удельный вес региона в мировой добыче вырос с 1,8% в 1960 г. до 12,0% в 2005 г.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе также отмечался рост добычи, прежде всего в Индонезии, имеющей многолетнюю историю нефтяного хозяйства. В число крупных нефтедобывающих стран выдвинулся Китай. Растет добыча в Малайзии; в число нефтедобывающих стран уже давно входят Индия, Австралия. Растет добыча во Вьетнаме. Удельный вес региона в мировой добыче нефти вырос с 2,7% в 1960 г. до 9,8% в 2005 г.

Заметно выросла добыча в европейских странах. В 60-е годы среди европейских стран к нефтедобывающим можно было отнести только СССР и Румынию, остальные, в том числе крупные европейские страны, добывали ничтожные количества нефти. Однако после открытия и освоения месторождений в Северном море стала стремительно нарастать добыча нефти в Великобритании и Норвегии, Голландии. Удельный вес в мировой добыче с 1,5% в 1960 г. возрос до 9,5% в 1999 г., но затем стал снижаться (7,1% в 2005 г.).

В бывш. СССР добыча нефти и, соответственно, доля страны в мировой добыче нефти росла вплоть до 1988 г., когда она превысила 21%, а затем стала заметно снижаться. О причинах резкого спада добычи нефти в бывш. СССР и в т.ч. в России будет изложено ниже. В период 1999–2005 гг. добыча нефти в бывш. СССР возросла с 10% до 14,6%.

При анализе и прогнозе добычи нефти все нефтедобывающие страны обычно делятся на три группы: страны-члены ОПЕК, независимые производители, бывш. СССР. Каждая из групп стран обладает спецификой и поэтому выделяется, хотя безусловно мир нефтяного бизнеса единый и принятое выделение групп стран можно считать в определенной степени условностью.

Ниже приведены данные о доле каждой из групп стран в мировой добыче нефти в период 1960–2005 гг. (табл. 1.19). Изменения в структуре добычи по группам нефтедобывающих стран мира весьма заметны: это – снижение доли стран – членов ОПЕК с более чем 50% в годы нефтяного кризиса 1974–1979 гг. до 38,2% в 2002 г. (в основном из-за введения квот). С 70-х годов резко стала возрастать доля независимых производителей нефти, достигшая в 2002 г. 48,5%. С момента распада СССР стала уменьшаться его доля в мировой добыче, снизившись с 20–21% в 80-е годы до 10,9% в 1999 г. и только в последние годы увеличившись до 13,1%.

Таблица 1.19

Распределение мировой добычи нефти в период 1960-2005 гг. по группам стран [6]

Группы стран	1960 г.		1970 г.		1980 г.		1990 г.		1996 г.		2002 г.		2005 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
ОПЕК	440,0	41,0	1165,0	51,2	1340,0	46,6	1199,1	37,7	1362,5	40,5	1364,2	38,4	1625,5	41,7
Независимые производители	485,4	45,2	757,0	33,3	938,0	32,7	1410,3	44,3	1646,6	49,0	1728,0	48,5	1699,1	43,7
Бывш. СССР	147,8	13,8	353,0	15,5	595,0	20,7	570,7	18,0	352,5	10,5	464,6	13,1	570,4	14,6
Итого	1073,2	100	2275,0	100	2873,0	100	3180,1	100	3361,6	100	3556,8	100	3895,0	100

В 2005 г. по сравнению с 2004 г. страны – члены ОПЕК увеличили добычу на 45 млн т, причем основная часть прироста пришлась на Саудовскую Аравию. Производство нефти в странах ОЭСР снизилось на 47,5 млн т, причем в США на 20 млн т, североморской нефти на

10 млн т. Россия обеспечила прирост на 11 млн т, а развивающиеся страны, такие как Китай, Азербайджан, Бразилия – на 5 млн т [6].

1.3.4. Добыча нефти странами – членами ОПЕК (система квот)

Доля стран-членов ОПЕК в мировой добыче нефти, составлявшая к моменту образования этой организации 41%, существенно возросла в период нефтяного кризиса 70-х годов (свыше 50%), затем снова стала снижаться по мере роста добычи нефти независимыми (не входящими в ОПЕК) нефтедобывающими странами и бывш. СССР. К настоящему времени доля стран-членов ОПЕК снова превысила 40%.

Нынешний уровень добычи нефти странами – членами ОПЕК не соответствует их производственным возможностям, что обусловлено системой квот, которые вводит для своих членов эта организация для поддержания приемлемого уровня мировых цен. Сопоставление фактической добычи в 2004 г. и потенциальные возможности стран – членов ОПЕК приведены в табл. 1.20.

Таблица 1.20

Фактическая добыча и потенциальные возможности стран-членов ОПЕК (млн т) [6]

№№ п/п	Страны	Фактическая добыча в 2004 г.	Возможности добычи в 2005 г.
1	Саудовская Аравия	505,9	550
2	Ирак	99,7	300
3	Иран	202,6	240
4	Кувейт	119,8	180
5	Объединенные Арабские Эмираты	125,8	150
6	Катар	44,9	45
7	Ливия	75,8	100
8	Алжир	83,0	85
9	Нигерия	122,2	125
10	Венесуэла	153,5	225
11	Индонезия	55,1	67
	Итого	1588,3	2067,0

Страны – члены ОПЕК, как правило, превышали установленные квоты на добычу, что явилось, в частности, одной из главных причин падения цен на нефть и нефтяного кризиса 1997–1998 гг. В период 1998–2005 гг. квоты неоднократно снижались и в отдельные периоды увеличивались. Наиболее устойчиво продержались они в 2002–2003 гг.; с 1 ноября 2003 г. квоты были снижены на 45 млн т/год, но затем в связи с ростом спроса на нефть снова были повышены.

Потенциальные возможности стран – членов ОПЕК превышают существующие уровни добычи, причем рост может быть обеспечен в ряде стран практически без дополнительных капиталовложений.

Особенно велики потенциальные возможности Саудовской Аравии, Кувейта, ОАЭ, Венесуэлы, Ирана, Ирака. Фактор Ирака для мирового рынка имеет огромное значение, ибо обладая возможностями роста добычи, Ирак из-за санкций ООН в течение ряда лет мог экспортировать строго ограниченное количество нефти (нефть в обмен на продовольствие и медикаменты). После войны 2003 г. санкции с Ирака сняты, однако рост добычи в этой стране пока трудно прогнозировать из-за неустойчивой политической ситуации. Правда, в последнее время эксперты все чаще высказывают мнение, что практически возможности расширения добычи нефти имеет, в основном, Саудовская Аравия.

1.3.5. Перспективы роста добычи нефти

Прогноз добычи нефти разрабатывают правительственные организации стран – потребителей нефти и нефтеперерабатывающих стран, эксперты ОПЕК, представители консалтинговых организаций и крупнейших нефтяных компаний.

В основу прогноза принимаются такие фундаментальные факторы, как рост валового

внутреннего продукта по миру в целом, отдельным регионам и странам, прогноз спроса на нефть, динамика прироста запасов, достижения научно-технического прогресса в области разведки, добычи, транспортировки и переработки нефти, а также производство альтернативных видов топлива. Как правило, разрабатываются различные сценарии прогноза, в частности, базовый сценарий, сценарии высокой и низкой цены на нефть, сценарии с интенсивным энергосбережением и т.п.

В основу базового сценария закладываются устойчивые тенденции, отчетливо проявившие себя в предшествующем периоде, а также новые тенденции, ожидаемые в перспективе. В частности, принимается, что будет продолжена тенденция разработки новых технологий разведки, добычи, транспортировки и переработки нефти, а также энергосберегающих технологий, и что этот процесс будет проходить относительно гладко и без революционных прорывов.

На фоне относительного замедления роста населения мира предполагается снижение темпов роста мирового ВВП с 3,9% в 2003–2005 гг. до 3,6% в 2005–2025 гг., причем снижение произойдет по всем группам стран: с 5,6% до 5,0% в развивающихся странах; с 2,6% до 2,5% для стран, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР); с 5,2% до 3,6% в странах с так называемой «переходной» экономикой (страны Восточной Европы, Россия, республики бывш. СССР); с 8,0% до 6,4% в Китае.

Концептуальным положением большинства прогнозов добычи нефти является сохранение ведущего значения нефти в мировом энергобалансе (40% в 2000 г., 36,9% – в 2025 г.). Предполагается, что мировой спрос на нефть будет расти темпом порядка 2% в год. В структуре потребления нефти все более ощутимо будет проявляться влияние роста спроса в развивающихся странах, причем в ряде развивающихся стран, прежде всего в Китае и Индии, рост спроса будет определяться как темпами экономического роста, так и стремлением создать стратегические резервы нефти, как это уже давно сделано в развитых странах.

Движущей силой спроса на нефть в перспективе останется транспортный сектор, доля которого будет постоянно увеличиваться и достигнет к 2025 г. порядка половины всего спроса, причем в значительной степени это произойдет за счет роста автопарка в развивающихся странах и странах с переходной экономикой.

Согласно прогнозам, сделанным журналом Oil and Gas Journal в 2002 г., мировая добыча нефти в 2005 г. должна была достигнуть 4200 млн т, а в 2010 г. – 4500–4800 млн т. В основу прогноза были положены предположения о существенном росте добычи нефти в странах ОПЕК, выходе Ирака на мировой рынок нефти с гораздо большими объемами добычи, чем сейчас, а также оценки перспектив роста добычи независимыми продуцентами, а также в России и республиках бывш. СССР. Фактическая добыча в 2005 г. составила около 3,9 млрд т.

По прогнозу Международного энергетического агентства, также выполненному в 2002 г., объем добычи нефти в 2010 г. составит 4700 млн т, в т.ч. странами – членами ОПЕК – 2000 млн т, странами бывш. СССР – 600 млн т, независимыми производителями – 2100 млн т. Аналогичные показатели для 2025 г. – 5600 млн т, в т.ч. ОПЕК – 2300, бывш. СССР – 900, прочие страны – 2400.

Прогноз мировой добычи и мировых мощностей по добыче нефти, сделанный специалистами департамента информации Министерства энергетики США в 2002 г. на период до 2020 г. приведен в табл. 1.21.

В это же время были высказаны гораздо более осторожные прогнозы мировой добычи нефти. По расчетам Ричарда Данкена, сотрудника Института энергии и человека (Сиэтл, США), разработавшего три сценария мировой добычи нефти, человечество вскоре ожидает пик добычи, после чего производство нефти будет сокращаться. Так, по первому сценарию пик добычи наступит уже в 2003 г. и составит 3335 млн т. По второму сценарию пик добычи будет достигнут в 2006 г. и составит около 4000 млн т. По третьему сценарию пик добычи будет достигнут в 2016 г. и составит около 4100 млн т [17]. Особенно активно проходили

дебаты о предстоящем пике добычи нефти в 2003 г. Исследования проводились Ассоциацией по изучению пика добычи нефти и газа (ASPO). В основу прогнозов была положена модель, разработанная главным геологом компании Shell М.К.Хуббертом (М.К.Hubbert). Расчеты были выполнены для США, пик добычи в которых был достигнут в 1970 г. Согласно кривым добычи, получившим в мировой нефтяной литературе имя автора (кривые Хубберта), ресурсы нефти в США будут исчерпаны в 2040–60 гг. [18].

Таблица 1.21

Прогноз мировой добычи нефти по регионам мира, млн т/год

Регионы и страны	1990	2000	2005	2010	2015	2020
Страны Персидского залива	810	1060	1190	1440	1710	1980
Другие члены ОПЕК	415	485	575	665	760	880
Всего ОПЕК	1225	1545	1765	2105	2470	2860
США	495	445	435	445	485	500
Канада	100	135	155	160	170	180
Мексика	150	175	195	210	220	220
Западная Европа	230	355	370	360	345	325
Другие индустриальные страны	40	45	45	45	45	45
Всего развитые страны	1005	1155	1200	1220	1265	1270
Китай	140	160	160	155	155	150
б. СССР	570	410	505	605	685	745
Восточная Европа	15	10	10	15	15	20
Всего Евразия	725	580	675	775	855	915
Центральная и Южная Америка	120	190	210	240	280	325
Азиатско-Тихоокеанский регион	85	120	130	130	130	125
Прочие страны	175	240	265	315	360	420
Всего другие страны, не входящие в ОПЕК	380	550	605	685	770	870
Всего страны, не входящие в ОПЕК	2110	2285	2480	2680	2890	3055
Всего по миру в целом	3335	3830	4245	4785	5360	5915
Доля стран-членов ОПЕК, %	36,7	40,2	41,6	44,0	46,0	48,4
Доля продукции стран Персидского залива в мировом потреблении нефти, %	24,6	28,1	27,9	30,0	31,8	33,4
Темп роста добычи, % в год	–	1,4	2,0	2,4	2,3	2,0
Суммарные мировые мощности по добыче	3470	3870	4400	4920	5490	6065
Резерв мощностей по миру в целом, %	4,0	0,8	3,7	2,8	2,4	2,5
Мощности по добыче стран-членов ОПЕК	1360	1570	1920	2240	2600	30Ю
Резерв мощностей стран-членов ОПЕК, %	11,0	1,6	8,8	6,4	7,4	5,2
Мощности по добыче стран Персидского залива	935	1085	1295	1535	1820	2145
Резерв мощностей стран Персидского залива, %	15,4	2,4	8,8	6,6	6,4	8,3
Мощности по добыче Саудовской Аравии	430	470	625	730	910	1105
Резерв мощностей Саудовской Аравии, %	26,0	14,6	39,0	46,0	82,0	121,0

Кроме этого были выполнены расчеты мирового пика добычи нефти исследовательской организацией Petroleum science group (г. Упсала, Швеция), лондонским исследовательским центром Oil Depletion Analyses Center, главным специалистом по разведке компании Total Ж. Лаэрре (J. Laherrere) и рядом других исследовательских организаций и отдельных исследователей. Если обобщить результаты исследователей наступление пика добычи нефти, то можно отметить, что согласно их предсказаниям пик добычи традиционной нефти наступит уже в конце текущего десятилетия, а если учесть вовлечение в переработку нетрадиционных нефтей – в конце второго десятилетия XXI века. Основной тезис исследователей – предсказание грядущей опасности наступления пика добычи.

Другая группа специалистов, в частности, представленных Центром глобальных энергетических исследований (Лондон), ставит в основу прогноза масштабов добычи нефти динамику спроса на нефть. Ими высказывается предположение, что рост спроса на нефть продолжится до 2020 г. и затем постепенно будет снижаться. Рост спроса до 2020 г. оценивался Центром в 1% в год, а суммарный спрос в 2020 г. – 4050 млн т.

Наиболее оптимистические оценки, как это видно из табл. 1.21, высказывают эксперты Департамента информации Министерства энергетики США. Они считают точку зрения об

исчерпанию ресурсов специфическим мальтузианством (хуббертианством), отмечают, что в исследованиях сторонников быстрого наступления пика добычи не учтены потенциальные ресурсы традиционной и нетрадиционной нефти и прогнозируют, что при сохранении цены нефти на уровне 22 долл./барр. и росте спроса на нефть в 2% в год суммарная величина мировой добычи достигнет в 2010 г. около 4 млрд т, 2020 г. – превысит 5 млрд т.

По оценке консалтинговой компании CERA (Cambridge Energy Research Associates) в 2005–2015 гг. мощности по добычи нефти возрастут на 25% (с 4,25 млрд т до 5,28 млрд т).

Специалистами Иранской национальной нефтяной компании (NIOC) была разработана модель роста мировых мощностей по добыче нефти (wosap model) [20]. Модель была разработана в 1997–2000 гг. Ее основоположником можно считать Колина Кэмпбелла. Модель была модифицирована в 2001–2002 гг. Схематическая конструкция модели представлена на рис. 4. На схеме представлены основные факторы, влияющие на рост (+) и на сокращение (–) мировых мощностей по добыче нефти.

В соответствии с расчетами, проведенными по модели wosap, пик мировой добычи будет достигнут в 2006–2007 гг. и затем она будет снижаться. Более детальное рассмотрение результатов расчетов по модели будет представлено ниже при анализе производственных мощностей по добыче нефти в различных регионах мира.

В 2004 г. были опубликованы результаты прогнозов добычи нефти, выполненные специалистами Департамента по энергетике Правительства США и экспертами ОПЕК [19]. Результаты прогнозов приведены в табл. 2.22.

Таблица 1.22.

Прогноз добычи нефти на период 2005–2025 гг. (базовый сценарий), млн т [19]

Показатели	2004 г. (факт)	2010 г.		2015 г.		2020 г.		2025 г.	
		ОПЕК	США	ОПЕК	США	ОПЕК	США	ОПЕК	США
Мировая добыча	3868	4435	4555	4855	5000	5290	5495	5780	6300
в т.ч. ОПЕК	1588	1705	1785	2030	2000	2445	2390	2955	2800
не-ОПЕК	2280	2650	2770	2825	3000	2845	3105	2825	3500
из них Россия	460	500	500	545	550	550	555	555	555

Из сопоставления данных табл. 1.21 и 1.22 видно, что прогноз Департамента по энергетике США 2004 г. более осторожный, чем прогноз, сделанный в 2001 г., но более оптимистический, чем прогноз экспертов ОПЕК.

Вывод, который можно сделать из приведенных выше данных, состоит в следующем: долгосрочная картина экономического развития и мирового спроса на нефть указывает на устойчивый рост мировой добычи нефти и на необходимость увеличения капиталовложений в расширение производственных мощностей. Однако размер этого расширения остается неясным и заметно отличается в зависимости от предлагаемого сценария развития экономики и распространения технологий по энергосбережению. Подробные расчеты выполнены специалистами Департамента энергетики США и приведены в табл. 1.23. Были рассмотрены: базовый вариант, исходные предпосылки которого приведены выше; сценарий сохранения высоких цен на нефть; сценарий с низкими ценами на нефть [20].

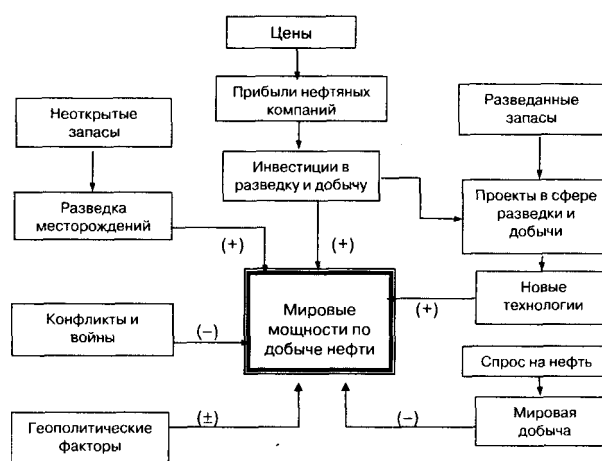


Рис. 4. Модель роста мировых мощностей по добыче нефти

Таблица 1.23

Прогноз динамики мировых мощностей по добыче нефти, млн т

Показатели	2004 г. (факт)	Базовый сценарий		Сценарий высоких цен		Сценарий низких цен	
		2010 г.	2025 г.	2010 г.	2025 г.	2010 г.	2025 г.
Мировые мощности	4250	4750	6300	4500	5870	5000	6850
в т.ч. ОПЕК	1700	1990	3000	1580	2340	2330	3800
не-ОПЕК	2550	2760	3300	2920	3530	2670	3050

Департамент энергетики считает, что за период 2005–2010 гг. мощности по добыче нефти (по базовому варианту) должны возрасти на 500 млн т, в т.ч. на 290 млн т, или на 58% за счет стран – членов ОПЕК. В период 2011–2025 гг. прирост мощностей должен составит более 2000 млн т, в т.ч. за счет стран – членов ОПЕК 1300 млн т, или 65% суммарного прироста.

Перспективы роста добычи нефти в странах-членах ОПЕК по оценке ряда экспертов весьма благоприятны. В ближневосточных странах, Венесуэле сосредоточены крупнейшие запасы, многие месторождения в этих странах, особенно в ближневосточных странах, относятся к категории гигантских. Условия добычи (глубина залегания пласта, размеры залежи, рельеф местности) и качественные характеристики нефтей здесь одни из лучших, издержки добычи минимальные. Возможности роста добычи нефти в большинстве стран-членов ОПЕК столь велики, что эксперты оценивают потенциальный рост добычи как «вызов ОПЕК». Однако для поддержания уровня цен нефтедобывающие страны-члены ОПЕК вынуждены сдерживать добычу, вводя квоты. Данные о производственных мощностях стран – членов ОПЕК на перспективу приведены в табл. 1.24.

Таблица 1.24

Производственные возможности нефтедобывающих стран Персидского залива стран – членов ОПЕК (млн т/год)

Страны	1998 г.	2010 г.	2020 г.
Иран	195	225	275
Ирак	140	210	310
Кувейт	130	190	260
Катар	30	30	35
Саудовская Аравия	557	735	1105
ОАЭ	135	180	205
Итого	1187	1570	2190

По оценкам влиятельного информационного агентства Piatt's мощности по добыче нефти стран – членов ОПЕК по состоянию на начало 2003 г. составили 1480–1505 млн т, в т.ч. Алжир – 55,0; Венесуэла – 162,5 (с учетом потерь, понесенных в результате политического кризиса в стране); Ирак – 145,0; Иран – 192,5; Катар – 42,5; Кувейт – 110,0; Ливия – 70,0; ОАЭ – 130,0; Нигерия – 115,0; Саудовская Аравия – 500–525. По оценке экспертов мощности по добыче нефти в странах – членах ОПЕК составляли на конец 2004 г. 1700 млн т.

Из других стран – членов ОПЕК значительными возможностями роста добычи обладает Венесуэла. Приведенные агентством Piatt's данные по производственным возможностям нефтедобычи в Венесуэле не учитывали возможностей добычи тяжелой нефти и ориентировались на состояние мощностей после политического кризиса в стране. По оценке экспертов объемы добычи тяжелой нефти в Венесуэле достигнут в 2006 г. 30 млн т, а суммарные мощности по добыче – 185 млн т в 2010 г. и 230 млн т в 2025 г.

Мощности по добыче нефти в крупнейшей нефтедобывающей стране ОПЕК – Саудовской Аравии – позволяют, как считают специалисты компании Saudi Aramco, неуклонно соблюдать два правила: «поставки осуществляются в любое время года» и «поставки осуществляются для любого крайнего случая». Представитель компании заявил, что уровень добычи нефти в стране 500 млн т/год может сохраниться до 2050 г.

Однако ряд экспертов уже начинают сомневаться в этом и считают, что «чудо» нефтяной отрасли Саудовской Аравии будет заканчиваться. Как отметил М. Симмонс

(Simmons and Co. International), оценка запасов самого большого в мире месторождения нефти Гавар (8,2 млрд т – оценка 1975 г.) к настоящему снизилась до 7,5 млрд т и что это гигантское месторождение может повторить участь месторождений Brent, Прадхое-Бей, Самотлор и др. [20].

В старейшей нефтедобывающей стране США делают ставку на относительно небольшой рост собственной добычи (порядка 6–7% за десятилетие). Это означает, что в 2010 г. добыча нефти в США составит 375 млн т, в 2020 г. – 400 млн т. Однако имеются и более оптимистичные прогнозы роста добычи нефти в США. Специалисты, департамента информации Министерства энергетики США, славящиеся своими высокими оценками роста объемов добычи и потребления нефти, полагают, что в 2020 г. США будут добывать 450 млн т нефти. Мощности по добыче нефти в США в 2010 г. оцениваются на уровне 475 млн т, а в 2025 г. – 430 млн т.

В Западной Европе добыча нефти начала снижаться. В 2005 г. был достигнут уровень 275 млн т (2002 г. – 320 млн т). Ожидается, что в 2010 г. добыча нефти в Европе составит 250 млн т, 2020 г. – 200 млн т. Наибольшие шансы отдалить пик добычи нефти имеет Норвегия, где за счет активного поиска и открытия новых месторождений на шельфе Северного и Норвежского морей добыча нефти в ближайшее время снижаться не будет.

Крупнейшим независимым производителем нефти в странах Латинской Америки является Мексика. Мексиканская нефть марки «Истмус» является единственной из нефтей стран – независимых производителей нефти, которая входит в т.н. «корзину нефтей ОПЕК», определяющую цену нефти картеля на мировом рынке. Перспективным также является глубоководный шельф Бразилии.

Среди независимых производителей нефти в Африке прежде всего нужно назвать Анголу. По оценке специалистов Центра глобальных энергетических исследований добыча нефти в Анголе, составившая в 2002 г. почти 45 млн т, может уже к 2006 г. удвоиться. Увеличение добычи нефти ожидается в перспективе в Чаде, Судане, Конго, Экваториальной Гвинее.

Среди стран Персидского залива Оман не входит в ОПЕК и является независимым. Оман проявляет полную лояльность по отношению к ОПЕК и намерен придерживаться традиционной линии поведения, сохраняя единую позицию с картелем.

Хорошие перспективы роста добычи нефти имеют страны, прилегающие к Каспийскому морю (Азербайджан, Казахстан, Туркменистан, а также Узбекистан). По оценке экспертов возможности роста добычи нефти в этих странах таковы (табл. 1.25).

Таблица 1.25

Возможности роста добычи нефти в бывш. республиках СССР, примыкающих к Каспийскому морю (млн т)

Страна	2000 г.	2010 г.
Азербайджан	15	60
Казахстан	38	100
Туркменистан	8	10
Узбекистан	9	10

По некоторым оценкам добыча нефти в регионе Каспия составит в 2025 г. 225 млн т.

Предполагается рост добычи в ближневосточных странах, не входящих в ОПЕК (Йемен, Сирия), южноамериканских странах (Колумбия, Перу, Бразилия). Благоприятные возможности для наращивания добычи имеются в африканских странах (Египте, Конго, Тунисе, Экваториальной Гвинее и других странах Западной Африки). В число продуцентов нефти в Азии вошел Вьетнам, предполагается организация добычи на Филиппинах.

Крупнейшей добывающей страной в мире в 70–80-е годы был СССР. В 1988 г. в СССР был достигнут пик добычи – 624 млн.т, в т.ч. в России – 565 млн.т. Далее начались периоды спада (1989–1999 гг.) и подъема (2000–2005 гг.), которые характеризуются следующими данными:

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Добыча нефти в России, млн т	699	552	516	452	386	341	318	307	301	305	303,4	305,1	323,2	348,0	379,6	421,3	459	470

Как видно из приведенных данных, за 10 лет (1990–1999 гг.) добыча нефти в России упала почти вдвое – беспрецедентный случай в истории мировой нефтяной промышленности.

Причины спада добычи нефти в России можно разделить на внешние и внутренние. К внутренним относятся объективно проявляющиеся факторы сокращения добычи – выработанность высокопродуктивных месторождений, снижение дебита скважин на вновь вводимых месторождениях, отсутствие среди новых месторождений крупных, а тем более гигантов, типа Самотлора. На действующих месторождениях увеличилась обводненность скважин, на большинстве из них фонтанная добыча заменяется механизированной, из-за ухудшения геолого-экономических условий возросли удельные капитальные затраты на ремонт действующих и обустройство новых скважин. К внутренним факторам можно отнести просчеты в менеджменте нефтяных компаний, акции которых и, следовательно, бразды правления, перешли к финансовым структурам, не имевшим опыта управления нефтяным хозяйством.

К внешним факторам относится распад СССР, оказавший негативное воздействие на нефтяной комплекс. Проявилось это в резком уменьшении поставок оборудования для разведки и добычи нефти из-за того, что заводы, производившие это оборудование, оказались вне России (в Азербайджане, Армении), либо в Чечне. Но все же главной причиной спада добычи нефти следует считать последствия системного кризиса, переживаемого Россией в период перестройки. Здесь и падение платежеспособного спроса потребителей нефтепродуктов, отсутствие инвестиций, неплатежи и др. Однако в период, начиная с 2000 г., добыча нефти в России стала расти. Сказались благоприятная конъюнктура мировых цен и сделанные за счет доходов инвестиции в разведку и обустройство месторождений.

В соответствии с утвержденной 22 мая 2003 г. правительством РФ «Энергетической стратегией России на период до 2020 г.», Россия планирует наращивать добычу и экспорт нефти вплоть до 2010 г., после чего их уровни будут стабилизированы. Уровень добычи намечен в объеме 500 млн т. Правительство РФ рассматривает США и Азию, включая Китай, Японию и Индию, как важные направления развития своего экспорта энергоносителей. Предусматривается расширение российской транспортной инфраструктуры, в том числе увеличение пропускной способности Балтийской трубопроводной системы до 60 млн т в год, рассматривается проект строительства нового трубопровода в направлении Кольского полуострова и нового экспортного терминала в Мурманске. Намечается увеличение объемов прокачки нефти по нефтепроводам из России в Европу, в том числе по нефтепроводу «Дружба – Адрия» на 5–15 млн т в год. Планируется также формирование новых транспортных маршрутов из Сибири в ряд других регионов, включая северо-восток Китая и Дальний Восток РФ.

Ряд зарубежных экспертов, в частности, эксперты компании Wood-Mc-Kenzie оценивают темп роста добычи российской нефти 2,2% в год и прогнозируют, что в 2010 г. уровень добычи составит 520 млн т.

Прогнозируемые изменения в объемах добычи нефти на перспективу приведут к заметным территориальным сдвигам в мировой добыче (табл. 1.26).

По мнению экспертов ОПЕК суммарная добыча нефти вне ОПЕК будет расти только до 2010–2015 гг. и в дальнейшем будет стабилизироваться. В развитых странах спад добычи начнется уже с 2005 г., причем наибольшее снижение придется на западноевропейские страны. Отметим, что эксперты ОПЕК скептически относятся к возможности заметного роста канадской нефти из битуминозных песчаников, считая, что издержки добычи такой

нефти будут слишком высокими. Не ожидается рост добычи нефти в Китае. Предполагается рост добычи в странах Африки и Ближнего Востока, не входящих в ОПЕК, а также устойчивый рост добычи в странах Латинской Америки. Рост добычи нефти в России эксперты ОПЕК оценивают на уровне 550 млн т в 2020–2025 гг. Заметный рост добычи предсказывают эксперты ОПЕК в странах, примыкающих к Каспийскому морю, особенно в Казахстане и Азербайджане. И, разумеется, наибольший прирост добычи предсказан экспертами в странах – членах ОПЕК, вследствие чего доля этого региона в мировой добыче возрастет с 36,7% в 2005 г. до 50,9% в 2025 г.

Таблица 1.26

Прогноз региональных сдвигов в мировой добыче нефти, % [19]

Регионы, страны и группы стран	2005 г.	2025 г.
ОПЕК	36,7	50,9
Вне ОПЕК	63,3	49,1
Итого	100,0	100,0
из них: США и Канада	13,7	8,3
Западная Европа	8,0	3,2
Латинская Америка*	5,2	5,5
Ближний Восток и Африка**	7,2	5,7
Китай	4,2	3,1
Россия	11,5	9,7
Страны Каспийского бассейна (без России)	2,5	3,9

Примечание: * без Венесуэлы; ** без стран – членов ОПЕК

Источник: ОПЕК 2004

1.4. Потребление нефти в мире

1.4.1. Основные сферы потребления нефти

Основным потребителем нефти является нефтеперерабатывающая промышленность. Однако спрос на нефть определяется не только потребностью нефтеперерабатывающих заводов, но и степенью заполненности нефтехранилищ, а также тем, что ряд стран осуществляют реэкспорт нефти.

Мощности по переработке нефти превышали в последние годы объем добычи на 14–18%. Данные о мировой добыче нефти, мощностях переработки и объемах перерабатываемой нефти приведены в табл. 1.27.

Таблица 1.27

Объемы добычи и переработки нефти и мощности НПЗ в мире в 1980–2005 гг (млн т) [6]

Показатели	1980 г.	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.
Добыча нефти	3087,9	2791,7	3167,9	3277,5	3613,8	3593,7	3572,0	3865,3	3895,0
Переработка нефти на НПЗ	2961,3	2759,4	3089,6	3148,6	3433,5	3475,6	3433,4	3652,8	3700,0
Разница	126,6	32,3	78,3	128,9	180,3	118,1	138,6	212,5	195,0
Мощности НПЗ	4083,4	3671,1	3760,3	3825,0	4097,0	4139,9	4175,2	4251,2	4285,0
Отношение мощностей к объему добычи (раз)	1,32	1,32	1,19	1,17	1,13	1,15	1,17	1,10	1,10

Следует отметить, что в 80-е годы превышение мощностей нефтепереработки над объемами добычи составляло более 30%, однако в последующем за счет выбытия устаревших мощностей (при вводе новых) это соотношение уменьшилось. Эксперты ОПЕК считают, что фактор уменьшения разницы между суммарными мировыми мощностями нефтепереработки и объемом добычи нефти является одной из причин сохранения высоких цен на нефть.

Следующие данные дают представление о потреблении жидкого топлива (продажи на внутреннем рынке, включая для военных нужд) на душу населения в ЕС и некоторых других индустриальных странах (кг) [21]:

	1995 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.
ЕС в среднем	1448	1477	1443	1452
Австрия	1275	1411	1383	1448
Великобритания	1268	1210	1189	1185
Бельгия	1863	2127	2149	2162
Германия	1546	1503	1466	1491
Греция	1258	1411	1442	1359
Дания	1703	1747	1670	1707
Ирландия	1536	2153	2017	2083
Испания	1286	1462	1510	1543
Италия	1536	1462	1366	1379
Люксембург	4249	4842	5116	5430
Нидерланды	1416	1487	1495	1530
Португалия	1261	1471	1435	1456
Финляндия	1761	1766	1667	1689
Франция	1421	1493	1441	1454
Швеция	1716	1678	1607	1340
Норвегия	1840	1908	1738	1728
Швейцария	1740	1800	1680	1801
США	2749	2910	2905	2887
Япония	1981	1903	1864	1814

Резюмируя эти данные, можно констатировать, что в США на душу населения потребляется примерно 3 т нефти, в Японии – около 2 т, в западноевропейских странах – 1,5 т, России – 1,4 т.

1.4.2. Региональная структура потребления нефти

Региональная структура потребления нефти за период 1960–2005 гг. претерпела довольно сильные изменения (табл. 1.28).

Таблица 1.28

Изменения региональной структуры потребления нефти в период 1960–2005 гг.* [6]

Регионы и страны	1960 г.		1970 г.		1980 г.		1990 г.		1996 г.		2002 г.		2005 г.	
	млнт	%	млнт	%	млнт	%	млнт	%	млнт	%	млнт	%	млнт	%
Северная Америка	450,6	44,7	767,6	33,7	881,7	29,4	859,2	27,4	912,5	27,6	979,3	27,9	1044,7	27,2
в т.ч. США	399,2		694,6		794,1		781,5		833,0		894,3		944,6	
Латинская Америка (включая Мексику)	126,8	12,6	128,3	5,6	211,8	7,1	244,8	7,8	277,5	8,4	299,9	8,4	311,1	8,1
Западная Европа	175,7	17,4	619,0	27,1	665,0	22,2	621,9	19,9	684,3	20,7	704,5	20,0	711,6	18,5
Восточная Европа и бывш. СССР	130,0	12,9	339,0	14,9	569,5	19,0	512,6	16,4	252,3	7,6	221,9	6,3	251,7	6,6
в т.ч. бывш. СССР	114,7		263,0		436,0		425,3		196,5		169,3		178,4	
Ближний Восток	60,8	6,0	49,5	2,2	82,0	2,7	150,3	4,8	190,5	5,6	204,3	5,8	271,3	7,1
Африка	5,9	0,6	42,1	1,8	70,4	2,3	95,8	3,1	110,3	3,3	119,8	3,4	129,3	3,4
Азиатско-Тихоокеанский регион	58,1	5,8	335,3	14,7	516,7	17,2	645,3	20,6	885,4	26,7	993,3	28,2	1116,9	29,1
в т.ч. Япония	27,5		199,1		237,7		242,9		269,9		242,6		244,2	
Китай	н.д.		28,1		88,0		110,3		172,5		245,7		327,3	
Итого	1007,9	100	2280,8	100	2997,1	100	3129,9	100	3312,8	100	3523,0	100	3836,8	100
Доля РФ, %		н.д.		н.д.		н.д.		8,0		3,9		3,5		3,4

* Показатель потребления включает в себя внутренний спрос + запасы в бункерах у компаний, осуществляющих авиационные и морские перевозки + сырье для нефтеперерабатывающих заводов + потери.

Наиболее заметные сдвиги: снижение удельного веса традиционно крупных регионов-потребителей (Северная Америка, Западная Европа), где расположены страны с наиболее развитой экономикой. Одновременно произошел рост удельного веса регионов Латинской Америки, Ближнего Востока, Африки, и особенно, Азиатско-Тихоокеанского региона, где в основном сосредоточены развивающиеся страны (исключая Японию). Удельный вес бывш. СССР в мировом потреблении нефти увеличивался в 70–80-е годы, но после 1990 г. стал стремительно снижаться.

1.4.3. Прогноз мирового потребления нефти

Подразделение стран на развитые, развивающиеся и бывш. СССР применяется большинством аналитиков и прогнозистов при определении перспектив спроса на нефть. По оценке экспертов Мирового энергетического агентства (МЭА), сделанной в 1997 г., прирост потребления в мире в период 2001–2005 гг. оценивался в 1,9%, в период 2006–2010 гг. – 1,0%, (1996–2000 гг. – 1,6%). При этом в развитых странах прирост должен был составить не более 1% в год в период до 2005 г. и 0,8–0,9% – в период до 2010 г. В развивающихся странах темп роста потребления нефти ожидался значительно более высоким: в период 2001–2005 гг. – 3,6%, в 2006–2010 гг. – 2,0%. В бывш. СССР спрос на нефть в 2005–2010 гг. западными экспертами оценивался на уровне 1990 г.

Практически все эксперты в то время предсказывали рост мирового спроса на нефть до 3500 млн т в 2000 г., 3800 млн т в 2005 г. (что оправдалось), до 4300 млн т в 2010 г. и 5000 млн т в 2020 г. Сопоставление прогнозных оценок добычи нефти (предложение) и потребления нефти (спрос) свидетельствует о том, что в ближайшей и более отдаленной перспективе предложение нефти будет превышать спрос, что явится наиболее существенным фактором, влияющим на уровень мировых цен на нефть.

Позднее эксперты МЭА подтвердили свои оценки спроса на нефть на 2010 г. и 2020 г., а также сделали прогноз темпов роста потребления для различных регионов и стран и по миру в целом (табл. 1.29).

Таблица 1.29

Регионы и страны	1995–2010 гг	2010–2020 гг.
Развитые страны	1,0	0,8
Страны с переходной экономикой	1,3	1,7
Китай	5,3	3,6
Восточная Азия	3,9	3,1
Южная Азия	4,6	3,8
Всего по миру	2,0	1,6

Наиболее оптимистический прогноз спроса на нефть сделали специалисты Департамента информации Министерства энергетики США (табл. 1.30), которые как и в случае прогноза добычи нефти, назвали чрезвычайно высокие цифры спроса. Существует мнение, что столь высокие оценки спроса дезориентируют потребителей и производителей и у ряда экспертов сложилось скептическое отношение к прогнозам МЭА и департамента информации Министерства энергетики США.

Таблица 1.30

Регионы и страны	1990 г.	1998 г.	1999 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	Темп роста, % 2020 г. 1999 г.
Северная Америка	1020	1135	1170	1295	1430	1560	1685	1,8
в. т.ч.								
США	850	945	975	1065	1160	1255	1335	1,5
Канада	85	95	95	105	110	115	120	1,1
Мексика	85	95	100	125	160	190	230	4,1
Западная Европа	625	705	695	745	760	775	790	0,6
в. т.ч.								
Великобритания	90	90	85	100	105	110	110	1,2

Регионы и страны	1990 г.	1998 г.	1999 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	Темп роста, % 2020 г. 1999 г.
Франция	90	100	100	105	110	115	115	0,6
Германия	135	145	140	155	155	160	160	0,6
Италия	95	105	100	105	105	110	110	0,5
Нидерланды	35	40	40	45	45	45	50	0,7
Остальные страны Западной Европы	180	225	230	235	240	235	245	0,4
Индустриальная Азия	310	340	345	365	390	400	415	0,9
в. т.ч.								
Япония	255	275	280	295	310	315	320	0,7
Австралия	50	65	65	70	80	85	95	1,8
Всего индустриальные страны	1955	2180	2210	2405	2580	2735	2890	1,3
Бывш. СССР	420	190	185	250	295	305	400	3,7
Восточная Европа	80	70	75	85	95	100	105	1,8
Всего бывш. СССР и Восточная Европа	500	260	260	335	390	405	505	3,2
Развивающиеся страны Азии	380	640	665	815	1005	1225	1440	3,7
в. т.ч.								
Китай	115	205	215	265	340	430	525	4,3
Индия	60	90	95	125	160	205	245	4,6
Южная Корея	50	100	100	125	140	145	150	1,9
Другие азиатские страны	115	245	255	300	335	445	510	3,5
Ближний Восток	195	250	250	285	315	350	390	2,1
в. т.ч.								
Турция	25	30	30	40	45	50	60	3,0
Другие страны Ближнего Востока	170	220	220	245	270	300	330	2,0
Африка	105	125	125	165	195	225	265	3,6
Центральная и Южная Америка	170	230	235	260	315	375	440	3,1
в. т.ч.								
Бразилия	65	95	100	105	125	155	195	3,3
Другие страны Центральной и Южной Америки	105	135	135	155	190	210	245	2,9
Всего развивающиеся страны	850	1245	1275	1525	1830	2175	2535	3,3
Всего по миру в целом	3305	3685	3745	4265	4800	5315	5930	2,2
В т.ч. на нужды транспорта, %	49,2	51,6	51,7	53,3	53,8	54,4	54,8	2,5

В упомянутых ранее прогнозах развития мирового нефтегазового комплекса, выполненных в конце 2004 г. экспертами ОПЕК и специалистами Департамента по энергетике США, приведены варианты прогноза спроса на нефть в мире в целом, а также по отдельным регионам и странам [19, 20]. При прогнозировании спроса на нефть были приняты данные о предполагаемых темпах роста ВВП в мире, отдельных регионах и странах, рассчитаны показатели суммарного энергопотребления и определена доля нефти в структуре мирового энергобаланса; оценены темпы роста транспорта, в первую очередь автомобильного, с учетом тенденций энергосбережения.

В частности, было принято, что рост ВВП в период 2004–2025 г. будет в среднем по миру на уровне 3,4% в год, в т.ч. по странам Организации экономического сотрудничества и развития 2,5%, развивающимся странам – 5,0% (в Китае – 6,4%, по странам бывш. СССР – 3,6% в год). При этом распределение темпов роста ВВП на временном горизонте 2004–2025 гг. было принято неравномерное с учетом заметного замедления по мере приближения к 2025 г.

Кроме этого было принято, что мировое энергопотребление возрастет в период 2004–2025 гг. более чем в 1,5 раза, а доля нефти в мировом энергобалансе снизится незначительно (с 40% до 37%).

Особенно детально при прогнозе спроса на нефть был проанализирован транспортный

сектор мировой экономики, на который приходится почти половина мирового потребления нефти. Региональные показатели развития автотранспорта по миру сильно отличаются. В США на 1 тыс. человек приходится 770 автомобилей, в западноевропейских странах и Японии 300–500 автомобилей, в странах с переходной экономикой 150–250 автомобилей, в т.ч. в России – 150, а в Китае и Индии – только 10–12 автомобилей. Различие между Китаем и Индией и развитыми странами в количестве автомобилей на 1 тыс. чел. столь разительно, что если даже предположить, что темп прироста автопарка составит 10% (а это возможно, учитывая, в частности, опыт России), то это лишь уменьшит диспропорцию, так как возможны и более высокие темпы роста автопарка в странах с гигантским населением. Предполагается, что в связи с этим рост потребления нефтепродуктов для наземного транспорта (следовательно, потребления нефти) составит 4,5 раза по сравнению с уровнем 2004 г., в Южной Азии – 5 раз, в целом по развивающимся странам – 2,5 раза. Безусловно, что рост численности парка наземного транспорта и потребления нефти находятся не в прямой зависимости; учитывается технический прогресс в автомобилестроении, что ведет к снижению удельного потребления топлива на один автомобиль. Но также учитывается и рост среднедушевых доходов, которые влияют на спрос на автомобили большей мощности и комфортности. Результаты расчетов по прогнозу спроса на нефть, выполненных экспертами ОПЕК и специалистами Министерства энергетики США, приведены в табл. 1.31 [19].

Таблица 1.31

Прогноз спроса на нефть в мире и различных регионах и странах, млрд т

Показатели	2004 г. (факт)	2010 г.		2015 г.		2020 г.		2025 г.	
		ОПЕК	США	ОПЕК	США	ОПЕК	США	ОПЕК	США
Индустриально развитые страны	2,25	2,56	2,46	2,65	2,61	2,73	2,73	2,79	2,89
Развивающиеся страны	1,26	1,62	1,82	1,92	2,09	2,27	2,40	2,63	2,73
Бывш. СССР	0,19	0,22	0,22	0,24	0,25	0,25	0,29	0,26	0,30
Восточная Европа	0,07	0,05	0,08	0,05	0,09	0,05	0,10	0,05	0,11
Итого по миру в целом	3,77	4,45	4,58	4,86	5,04	5,30	5,52	5,33	6,05

Сравнение прогнозных показателей табл. 1.30 и 1.31 по расчетам специалистов Департамента информации Министерства энергетики США, выполненным в 2001 г. и 2004 г., показывает, что прогнозные оценки по более поздним расчетам стали более осторожными. Те показатели спроса, которые были запланированы на 2020 г. в более позднем прогнозе передвинулись на 2025 г.

В 2005 г. специалистами Министерства энергетики США прогноз потребления нефти в мире в 2020 г. сохранен на уровне 5,5 млрд т, а для 2025 г. снижен до 5,95 млрд т. Мировое энергетическое агентство (МЭА) дало такие прогнозы спроса на нефть в мире: 2020 г. – 5,25 млрд т, 2025 г. – 5,75 млрд т.

Значительные изменения произойдут и в региональной структуре потребления нефти (табл. 1.32).

Таблица 1.32

Изменение региональной структуры спроса на нефть (%) [19, 20, 22]

	2004 г.	2025 г.
Развитые страны Сев. Америки	31	26
Развитые страны АТР	11	8
Остальные страны Азии	11	16
Латинская Америка	6	7
Развитые страны Европы	19	15
Страны с переходной экономикой	6	6
Китай	7	12
Африка и Ближний Восток	9	10
Итого	100	100

Выявленные ранее тенденции усилятся: существенно возрастет удельный вес развивающихся стран Азии, особенно Китая и Индии, снизится удельный вес развитых стран

(США, западноевропейских стран, Японии, Австралии), сохранится доля стран с переходной экономикой, нефтедобывающих стран Ближнего Востока и Африки.

Интересная методология расчета перспективного спроса на нефть предложена в [23]. При прогнозировании спроса на нефть учитываются два основных показателя – среднедушевое потребление нефти по миру в целом и среднемировая цена на нефть. Изучение тренда за период 1973–2003 гг. и экстраполяция этого тренда на период 2004–2008 гг. дали прогнозный показатель мирового спроса на нефть 4,26 млрд т в 2008 г. Если же ввести корректировку тренда с учетом энергосбережения, то показатель мирового спроса на нефть снижается в 2008 г. до 4,1 млрд т.

1.5. Основные межрегиональные потоки нефти

1.5.1. Сопоставление добычи и потребления нефти по регионам мира

Сопоставление региональной структуры запасов и добычи нефти указывает на практически полное совпадение регионов, что вполне естественно, поскольку основная добыча сосредоточена в регионах, где имеются самые значительные запасы. Что же касается сопоставления региональной и, в частности, страновой структуры добычи и потребления нефти, то здесь можно заметить существенное несовпадение (табл. 1.33).

Таблица 1.33

Добыча и потребление нефти по регионам и странам мира в 2004 г.* [6] (млн. т)

Регионы и страны	Добыча	Потребление	Баланс + избыток – дефицит	Комментарий к нефтяным потокам
Северная Америка	668,0	1122,4	–454,4	Транспорт из Канады, Мексики, Венесуэлы, ближневосточных и африканских стран в США
В т.ч. США	329,8	937,6	–607,8	
Канада	147,6	99,6	+48,0	
Мексика	190,7	85,2	+105,5	
Южная Америка	342,0	221,7	+120,3	Экспорт Венесуэлы в США; внутрирегиональные поставки; импорт из ближневосточных стран и Африки
В т.ч. Венесуэла	153,5	26,3	+127,2	
Аргентина	37,9	18,7	+19,2	
Бразилия	76,5	84,2	–7,7	
Прочие	74,1	92,5	–18,4	
Западная и Центральная Европа	287,7	764,4	–476,7	« Поставки из Норвегии, Великобритании, России, ближневосточных стран и Северной Африки
В т.ч. Норвегия	149,9	9,6	+140,3	
Великобритания	95,4	80,8	+14,6	
Прочие	42,4	674,0	–631,6	
Бывш. СССР	563,0	192,9	+370,1	Экспорт в страны Центральной и Западной Европы, республики СНГ
В т.ч. Россия	458,7	128,5	+330,2	
Ближний Восток	1186,6	250,9	+935,7	Экспорт в США, страны Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона
Африка	441,1	124,3	+316,8	Внутрирегиональные поставки, экспорт из Северной Африки в Европу и США, из Западной Африки в США, Южную Америку
Азиатско-Тихоокеанский регион	379,5	1090,5	–711,0	Внутрирегиональные поставки; импорт из ближневосточного региона
В т.ч. Китай	174,5	308,6	–134,1	
Индия	38,0	119,3	–81,3	
Индонезия	55,1	54,7	+0,4	
Малайзия	40,3	23,3	+17,0	
Прочие	71,6	584,6	–513,0	
Итого	3867,9	3767,1	+ 100,8	

* Различие между показателями суммарного мирового потребления и суммарной добычи объясняется наличием изменений в производственных и стратегических запасах нефти, в также потреблением топлива нефтяного происхождения.

Из сопоставления масштабов добычи и потребления нефти по регионам и странам мира видно, что в настоящее время регион Северной Америки является дефицитным из-за чрезвычайно высокого уровня потребления нефти в США (937,6 млн т в 2004 г.). Обеспечение нефтеперерабатывающей промышленности США осуществляется за счет местной добычи, в основном, в штатах Техас и Луизиана, аляскинской нефти, транспортируемой по трансалаяскинскому нефтепроводу, а затем танкерами до нефтеперерабатывающих заводов западного побережья США. Восточные штаты снабжаются нефтью из Канады, имеющей положительный баланс нефти (добыча превышает спрос). Заводы восточного побережья США обеспечиваются также импортной нефтью ближневосточного региона и из стран Северной и Западной Африки. Основной район нефтепереработки США (шт. Техас и Луизиана) обеспечивается нефтью с местных месторождений, а также импортной нефтью из Мексики, Венесуэлы, ближневосточных и африканских стран.

Южноамериканский регион обеспечивается в основном за счет собственной нефти путем межрегиональных поставок, а также импорта из Западной Африки и ближневосточных стран.

Ближневосточный регион является экспортноориентированным. Отсюда потоки нефти идут в западноевропейские страны (через Суэцкий канал), в Азиатско-Тихоокеанский регион (основной поток), на восточное побережье США и в отдельные страны Южной Америки.

Экспортноориентированным является африканский регион. Здесь относительно слабо развита нефтепереработка (кроме ЮАР), поэтому местные НПЗ обеспечиваются собственными ресурсами и за счет межрегиональных потоков. Основная часть африканской нефти поступает из Алжира, Ливии и Нигерии в средиземноморские страны Западной Европы. Нефть западноафриканских стран поступает в США, южноамериканские страны.

Азиатско-Тихоокеанский регион частично обеспечивается нефтью из собственных источников, а в основном из ближневосточных стран.

Страны Северо-Западной Европы обеспечиваются нефтью Северного моря и, частично, в основном Финляндия – из России. Страны Центральной Европы, Германия, Италия, Австрия, Швейцария обеспечиваются нефтью из Норвегии, Великобритании и России, а также ближневосточной нефтью. Основные потоки нефти показаны на схеме.

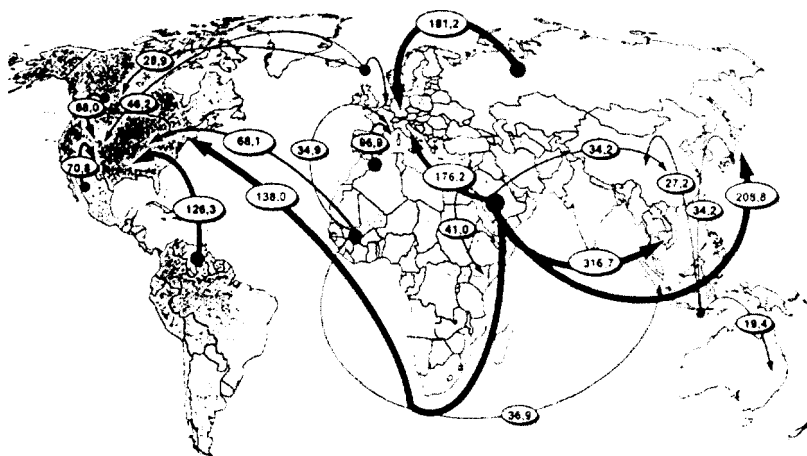


Схема главных торговых потоков нефти

Межрегиональные потоки нефти в 2004 г. представлены в табл. 1.34.

Приведенные в табл. 1.34 данные включают величину межрегиональных потоков нефти и нефтепродуктов. Если оценивать только экспорт сырой нефти, то в 2004 г. ее было экспортировано 1854,9 млн т, в т.ч. из США – 1,9, Канады – 80,5, Мексики – 99,9, стран Центральной и Южной Америки – 106,7, европейских стран – 45,6, бывш. СССР – 254,3, ближневосточных стран – 853,8, стран Северной Африки – 115,8, стран Западной Африки –

196,7, стран Восточной и Южной Африки – 11,5, стран Австралии и Океании – 7,8, Китая – 5,7, стран АТР – 48,7, неустановленные поставки нефти составили 26 млн т [6].

Таблица 1.34

Межрегиональные потоки нефти в 2004 г. (млн т) [6]

Поставки из:	Поставки в:											
	США	Канада	Мексика	Юж. и Центр. Америка	Европа	Африка	Австралия	Китай	Япония	Другие страны АТР	Другие страны мира	Итого экспорт
США	–	6,7	7,5	11,7	12,0	0,4	0,9	0,7	3,8	3,0	0,9	47,6
Канада	104,8	–	–	0,2	0,7	–	–	–	–	–	–	106,2
Мексика	81,9	1,6	–	8,3	9,1	–	–	–	0,3	1,8	0,2	103,2
Ю.и Центр. Америка	130,6	5,0	1,9	–	11,7	0,7	–	4,1	0,1	5,2	–	159,3
Европа	48,1	24,6	0,5	1,8	–	10,4	–	2,6	0,4	4,7	4,3	97,4
Бывш. СССР	13,8	–	0,1	3,5	264,9	1,0	–	18,0	2,4	5,3	9,9	318,9
Ближний Восток	124,9	7,6	0,6	8,2	159,6	35,9	6,7	62,8	208,5	357,4	3,0	975,2
Северная Африка	23,3	7,0	0,5	5,6	95,5	3,9	–	2,1	0,4	5,8	0,4	144,5
Западная Африка	81,6	0,8	–	12,9	27,0	4,7	0,1	27,5	4,8	42,5	–	201,9
Вост. и Южная Африка	–	–	–	–	1,3	–	–	5,8	3,8	1,3	–	12,2
Австралия и Океания	1,4	–	–	–	0,2	–	–	2,2	2,6	4,6	–	11,0
Китай	1,0	–	–	1,3	0,1	0,1	0,7	–	1,8	13,4	0,3	18,7
Япония	0,4	–	–	–	–	–	0,1	2,1	–	1,2	–	3,8
Другие страны АТР	7,1	0,2	–	0,2	4,0	0,5	24,4	40,0	26,0	13,8	0,9	117,1
Неидентифицировано	19,5	4,5	–	–	35,3	–	1,3	0,5	2,4	–	0,2	63,7
Всего импорт	638,4	58,0	11,1	53,7	621,4	51,6	34,2	168,4	257,8	460,0	20,1	2380,7

Непосредственно сырой нефти в 2004 г. было импортировано также 1854,9 млн т, в т.ч. в США – 501,2, Канаду – 46,6, страны Центральной и Южной Америки – 37,8, европейские страны – 507,8, ближневосточные и африканские страны – 46,3, Австралию и Океанию – 23,5, Китай – 122,7, Японию – 208,9, страны АТР – 360,1 [6].

Из суммарной мировой добычи нефти в 2004 г. в объеме около 3,9 млрд т примерно 2,0 млрд т было использовано для собственных целей и около 1,9 млрд т экспортировано, причем 1,6 млрд т было перевезено танкерами и 0,3 млрд т отправлено по трубопроводам.

В 2005 г. межрегиональные потоки сохранили направленность тенденций, сложившихся в последние годы. По сравнению с 2004 г. возросли потоки нефти, импортируемой в регионы Европы, Северной Америки и АТР, экспортируемой из ближневосточных и африканских стран [6].

Специалистами Департамента по энергетике США выполнен прогноз мировой торговли нефтью и нефтепродуктами в 2025 г. [24]. Данные прогнозных расчетов приводятся в табл. 1.35.

Согласно прогнозным расчетам специалистов Департамента по энергетике США в 2025 г. по сравнению с началом века произойдут заметные изменения в структуре мировой торговли нефтью и нефтепродуктами. Прежде всего обращает на себя внимание увеличение поставок нефти и нефтепродуктов в период 2001–2025 г. в 1,8 раза, в т.ч. странами – членами ОПЕК в 2,2 раза, а также рост доли ОПЕК в общемировой торговле нефтью с 44,2% до 60,8%. Импорт нефти и нефтепродуктов в европейские страны в период 2001–2025 гг. возрастет в 2,1 раза, в страны Северной Америки – в 1,4 раза, всего в индустриальные страны – в 1,4 раза. Рост импорта в развивающиеся страны прогнозируется в 2,0 раза, в т.ч. в Китай –

в 4 раза.

Таблица 1.35

Прогноз мировой торговли нефтью и нефтепродуктами в 2025 г.

Экспортные регионы	Потребители								Итого экспорт
	Индустриальные страны				Развивающиеся страны				
	Северная Америка	Западная Европа	Япония и др.	Всего	АТР	Китай	Другие страны	Всего	
Страны – члены ОПЕК									
Персидский залив	290	225	295	810	470	285	245	1000	1810
Северная Африка	25	155	5	185	40	15	25	80	265
Западная Африка	80	55	15	150	95	25	10	130	280
Южная Америка	195	5	20	220	5	–	20	25	245
Азия	5	–	15	20	75	5	10	90	110
Всего ОПЕК	595	440	350	1385	685	330	310	1325	2710
Страны, не входящие в ОПЕК									
Северное море	35	170	–	205	15	–	10	25	230
Карибский бассейн	80	25	10	115	30	–	40	70	185
Бывш. СССР	25	235	30	290	35	85	75	195	485
Другие страны	340	150	20	510	210	15	125	350	860
Всего страны, не входящие в ОПЕК	480	580	50	1120	290	100	250	640	1760
Итого импорт	1075	1020	400	2505	975	430	560	1965	4470

Практически вся российская экспортная нефть движется в западном направлении, в частности, по трубопроводу «Дружба» в страны Центральной Европы, танкерами из Вентспилса, Клайпеды, Таллина, Санкт-Петербурга в страны Северо-Западной Европы; через Одессу, Новороссийск, Туапсе – в средиземноморские страны Европы, а также через Балтийскую трубопроводную систему и терминал в Приморске (Ленинградская обл.) – в Европу.

Однако с расширением добычи нефти в восточных районах страны (Ковыктинское газоконденсатное месторождение, нефтегазовые месторождения Республики Саха-Якутия, а также О.Сахалин) возможно появление нового (восточного) направления российской нефти.

Россия также является участником международного консорциума по строительству нефтепровода по транспортировке нефти с крупнейшего месторождения Тенгиз (северо-западный Казахстан) через территорию России до порта Новороссийск. Эта трубопроводная система уже вошла в эксплуатацию.

Сегменты мирового экспорта нефти, основные сорта экспортируемой нефти и данные о себестоимости ее добычи приведены в табл. 1.36.

Таблица 1.36

Макросегменты мирового экспортного рынка нефти

Макросегменты рынка	Годовой объем экспорта нефти в 2004 г., млн т	Основные сорта нефти (страна-поставщик)	Себестоимость добычи, долл/барр.
Ближний Восток	975,2	Arabian Light, Arabian Heavy (Safaniya), Arabian Medium (Саудовская Аравия); Iranian Heavy, Iranian Light (Иран); Dasrah Light, Kirkuk Blend (Ирак); Kuwait Export (Кувейт); Murban (ОАЭ); Dubai (Дубай); Oman Export (Оман); Dukhan (Катар).	1,5–3,0
Россия	–	Urals, Siberian Light	3,0–7,0
Северное море	97,4	Brent (Великобритания); Oseberg (Норвегия); Fortis (Нидерланды); BFO (в целом)	8,0–9,0
Западная Африка	201,9	Bonny Light (Нигерия); Takula, Numbi (Ангола)	5,8–9,0
Южная Америка	159,3	Tia Juana Bachaquero (Венесуэла)	10,0
Северная Африка	144,5	Saharan Blend (Алжир); Belayim, Gulf of Suez Mix (Египет); Es Sider, Sueitina (Ливия)	2,0–4,0
Юго-Восточная Азия	117,1	Minas (Индонезия); Seria Blend, Champion (Бруней); Tapis Blend (Малайзия)	10,5
Мексика	103,2	Isthmus, Maya (Мексика)	4,0–7,0
Канада	106,2	Light Sweet (Канада)	8,4–10,0

Основными импортерами нефти являются США, Япония, Китай, ФРГ, Ю.Корея, Франция, Италия, Украина, Тайвань. Основными экспортерами – Саудовская Аравия, Россия, Норвегия, Венесуэла, Иран, Мексика, ОАЭ, Нигерия, Ирак, Канада, Алжир.

В связи с высоким уровнем цен нефтегазодобывающие страны получали высокие доходы от экспорта углеводородов. В табл. 1.37 представлены сопоставительные данные об экспортной выручке от продажи нефти и газа стран – членов ОПЕК и России.

Таблица 1.37

Сравнение доходов стран ОПЕК, России и независимых производителей от экспорта нефти, млрд долл. [25]

Страны	1980 г.	1998 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.
Алжир	28,5	6,8	11,8	17,8	29,6
Иран	26,1	11,7	18,0	31,9	41,1
Ирак	53,8	7,5	12,3		24,8
Кувейт	37,3	7,8	11,5	26,2	33,1
Ливия	44,3	6,6	11,0	18,7	23,3
Нигерия	47,5	9,8	17,2	34,1	39,3
Катар	10,7	3,8	6,7	10,2	16,4
Саудовская Аравия	207,8	37,9	52,6	105,1	142,7
ОАЭ	37,5	11,2	17,3	27,2	38,2
Венесуэла	36,2	12,2	18,5	35,4	37,9
Итого по ОПЕК	529,7	115,3	167,3	307,5	426,4
Норвегия	9,3	15,0	27,3	39,4	53,5
Мексика	20,6	6,0	18,7	3,0	25,7
Россия	268,9*	17,0	23,7	51,5	106,5

* Данные по СССР

1.5.2. Основные мировые рынки нефти

Основные мировые рынки нефти – это американский, азиатский и европейские рынки.

Американский рынок занимает 30% всего мирового потребления нефти и 27% всего мирового импорта нефти. От состояния американской экономики и, соответственно, от объемов потребления нефти в США во многом зависят мировые цены. В то же время – это фактор нестабильности этого рынка. На американском рынке самый высокий среди развитых стран уровень удельного потребления нефти (порядка 2,9 т/чел.).

Азиатский рынок (точнее говоря, рынок Азиатско-Тихоокеанского региона) занимает 29% мирового потребления нефти и 39% мирового импорта нефти. Для этого рынка характерно чрезвычайно неравномерное удельное потребление жидкого топлива: достаточно высокое в таких странах, как Япония, Южная Корея, Тайвань, Австралия и на порядок меньшее в странах с гигантским населением (Китае и Индии). Азиатский рынок находится в большой зависимости от поставок нефти из района Персидского залива, из-за нестабильности в котором весь нефтяной рынок региона также является нестабильным. Налицо стремление к диверсификации поставок, в частности, из России, Казахстана.

Европейский рынок занимает 25% мирового потребления нефти и 26% мирового импорта. В существенной степени европейский рынок зависит от поставок с месторождений Северного моря, потенциал которых постепенно исчерпывается. На европейском рынке высока конкуренция: кроме стран бассейна Северного моря присутствуют поставки из России, Северной Африки, ближневосточных стран. Здесь в скором времени может появиться «большая» нефть Каспия, а также иранская нефть.

Особое место занимает российский нефтяной рынок. Пока его доля в мировом потреблении нефти невысока (всего 3,5%); спрос на нефть резко упал в 90-е годы в связи с общим экономическим кризисом. Однако российский рынок имеет существенные потенциальные возможности в связи с переходом страны к устойчивому экономическому росту. Значимость российского рынка для мирового нефтяного бизнеса заключается в том, что Россия участвует в обеспечении жидким топливом Европы и в то же время содействует объединению европейского и азиатского рынка, намечая планы поставок нефти в страны Северо-Восточной Азии, и тем самым создавая евразийское нефтяное пространство.

Политические события последних лет, прежде всего теракт в Америке (2001 г.), свержение режима Саддама Хусейна в Ираке (2003 г.), постоянная напряженность в районе Ближнего Востока привели к изменениям в структуре мирового рынка нефти, и эти перемены будут проходить еще по меньшей мере пять–десять лет.

В течение долгих лет, фактически с момента образования ОПЕК, рынок нефти существовал в рамках биполярной модели. С одной стороны, действовали страны – важнейшие экспортеры, с другой – ключевые импортеры нефти, прежде всего США. Сильнейший удар по этой биполярной модели был нанесен в 2001 г., когда страны-экспортеры, не входящие в состав ОПЕК, фактически отказались координировать свою политику поставок нефти на мировой рынок с картелем. С этого момента вместо биполярной модели экспортеры – импортеры возникла троичная модель ОПЕК – другие экспортеры – импортеры нефти, которая фактически означала нефтяное противостояние трех стран: Саудовской Аравии, России и США. В этой игре Россия пыталась обойти Саудовскую Аравию по масштабам добычи и расширить свои возможности экспорта в США как основного импортера нефти. Кроме чисто экономической выгоды само ведение такой игры сулило России некоторые политические дивиденды. В какой-то момент Россия предлагала США партнерство, основанное на «нефтяном сотрудничестве». США некоторое время демонстрировали заинтересованность в энергодиалоге, однако в конце концов сочли это для себя невыгодным.

С появлением на мировом рынке нефти Ирака, подконтрольного США, ситуация могла бы поменяться принципиально. Речь шла о переходе к однополярной модели на рынке нефти – США и ее нефтяные сателлиты (Саудовская Аравия, Ирак) в центре и все остальные участники рынка вокруг. Подобная модель явно не выгодна России. Однако пока ситуация в Ираке не прояснилась, следует все же говорить о биполярной модели.

Нефтяной рынок США. Нефть в структуре топливно-энергетического баланса США составляет 40%. В 2005 г. США импортировали более 500 млн т нефти. Зависимость американской экономики от импорта энергоносителей обречена на увеличение. За период 1999–2005 гг. доля импорта в обеспечении США нефтью возросла с 46,2% до 65,8%. Данные о добыче и импорте нефти, ценах на нефть и потреблении нефти в США в период 1996–2005 гг. приведены в табл. 1.38.

Таблица 1.38

Поставки и потребление нефти, цены на нефть в США в период 1996–2005 гг. [26]

Показатели поставки	Ед. изм	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005(оц.)
Добыча нефти*	млн т	323,2	322,6	312,6	294,1	231,1	290,0	287,3	284,1	271,0	259,0
Импорт нефти	—»—	375,4	411,3	435,3	436,6	453,6	466,4	457,0	483,3	504,4	505,0
Некатегоризованные источники	—»—	10,5	7,2	5,7	9,5	7,7	5,8	5,5	2,7	7,1	3,8
Итого поставки	—»—	709,1	741,1	753,6	740,2	752,4	762,2	749,8	770,1	782,5	767,8
Доля импорта в поставках	%	52,9	55,5	57,8	59,0	60,3	31,2	60,9	62,8	64,5	65,8
Цена нефти США	долл./бarr.	18,46	17,23	10,88	15,56	26,72	21,84	22,51	27,56	36,77	52,00
Цена импортной нефти	долл./бarr.	20,31	18,11	11,84	17,23	27,53	21,82	23,91	27,69	36,07	51,00
Потребление											
Переработка на ПНЗ	млн т	709,8	733,1	744,5	740,2	753,4	756,5	747,4	765,2	773,8	758,5
Непосредственное использование нефти как топлива и потери	—»—	0,3	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—
Экспорт	—»—	5,5	5,4	5,5	5,9	2,5	1,0	0,5	0,6	1,4	1,9
Поставки в госрезерв	—»—	3,5	0,4	1,1	-0,5	-3,7	1,3	6,7	5,4	5,1	2,0
Итого потребление	—»—	712,1	739,0	751,1	745,6	752,2	758,8	754,6	762,2	780,3	762,4
Восполнение из производственных запасов	—»—	2,3	—	—	5,4	—	—	4,8	—	—	—
Отправлено в запасы	—»—	—	2,1	2,5	—	0,2	3,4	—	7,9	2,2	5,4

* только сырая нефть (crude oil)

Из табл. 1.38 явственно следует, что добыча нефти в США сокращается. По мнению экспертов с уровня 320 млн т годовая добыча нефти в США понизится до 235 млн т в 2025 г. [20].

Потребление нефти на рынке США растет, а ресурсная база в значительной мере исчерпана. Ограничены и возможности дальнейшей интенсификации добычи [27].

В сложившейся ситуации для обеспечения энергетической безопасности в США были разработаны меры по укреплению собственной добывающей базы, предусматривающие разработку ранее нерентабельных месторождений, стимулирование внедрения НИОКР в области разведки, добычи и переработки нефти. При высоких ценах на нефть компании стали вкладывать значительные инвестиции в капиталоемкие проекты, в т.ч. на шельфе и в регионах с суровыми климатическими условиями, в частности, на Аляске. Однако в связи с ростом потребления нефти необходимость увеличения импорта проявилась в исследуемый нами период 1996–2005 гг. и по оценке экспертов продолжится в перспективе [20]. Прогноз добычи и потребления нефти по оценке Института геологии нефти и газа СО РАН представлен в табл. 1.39.

Таблица 1.39

Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта нефти в США, млн т [27]

Показатели	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Добыча нефти	340,0	337,0	325	301	280	255
Потребление нефти*	919,0	965,0	1006	1033	1058	1066
Нетто-импорт* ¹	579,0	618,5	681	732	778	811

* включая нефтепродукты

Приведенный прогноз был сделан в 2002 г. Сравнение прогнозных и фактических показателей добычи и потребления в 2005 г. показывает, что фактическая добыча снизилась по сравнению с проектируемым уровнем.

Произошла заметная диверсификация поставок нефти на рынок США. Вопреки сложившемуся представлению, от нефти с Ближнего Востока США зависят не больше, чем от поставок из двух других регионов экспорта – Северной Америки и Южной Америки.

Примечательно, что при росте суммарного объема импорта сырой нефти доля Ближнего Востока в относительном выражении остается практически на одном и том же уровне – 24%. При этом из трех основных регионов поступают почти равные объемы, и еще одна четверть суммарного импорта отведена на остальной мир, с преобладанием Западной Африки.

Все это, по-видимому, свидетельствует о строгой дозированной импорта и стремлении не допустить преобладания поставок из какого-либо одного источника. Чего нельзя сказать о двух других крупнейших регионах по объемам потребляемой нефти.

Для иллюстрации в табл. 1.40 представлена структура поставок нефти в США в 1989 г., 2002 г. и 2005 г.

Таблица 1.40

Структура поставок нефти в США (%) [6]

Поставки	1989 г.	2002 г.	2005 г.
Местная нефть	53,8	42,3	34,2
Канада	5,4	9,7	11,0
Саудовская Аравия	7,1	7,8	9,6
Мексика	4,4	7,7	9,8
Венесуэла	5,0	7,3	8,3
Нигерия	4,7	3,0	6,8
Великобритания	1,2	2,4	1,5
Ирак	2,6	2,3	3,4
Прочие поставщики	15,8	17,5	15,4
Итого	100,0	100,0	100,0

Из числа государств – членов ОПЕК наиболее крупными поставщиками на рынок США являются Саудовская Аравия, Венесуэла, Нигерия, Кувейт и Алжир. Из стран, не

являющихся членами ОПЕК – Канада и Мексика.

Внутри США поставки нефти структурированы в рамках пяти региональных систем, включающих в себя крупные экономические районы страны – Восточное побережье, Средний Запад, Юго-Восточное побережье, Горный район, Западное побережье [27].

Район Юго-Восточного побережья является крупнейшим транзитным узлом для приема и распределения сырой нефти в США, а также центром нефтеперерабатывающей промышленности США. Основной экспорт сюда через Мексиканский залив, что обеспечивает конкурентные преимущества местной нефти, добываемой в штатах Техас и Луизиана, а также из Венесуэлы и Мексики. В этот же регион экспортируются нефтепродукты из Саудовской Аравии. С терминалов Юго-Восточного региона обеспечиваются нефтеперерабатывающие заводы Среднего Запада США. Восточное побережье является вторым регионом США по объему экспортируемой сюда нефти. Здесь относительно небольшие мощности по нефтепереработке, поэтому в структуре экспорта преобладают нефтепродукты. Основным поставщик в этот регион – Канада, откуда нефть поступает по нефтепроводу из провинции Альберта. В этот регион поступает также нефть из Саудовской Аравии, Нигерии, Анголы и Венесуэлы. Основным терминалом, принимающий нефть, расположен в районе г. Филадельфия, нефтепродукты – в районе г. Нью-Йорк. Горный регион – небольшой по емкости регион американского нефтяного рынка. Половина спроса в регионе обеспечивается собственной нефтью, половина – за счет импорта из Канады. Западное побережье США на 80% обеспечивается собственной добычей, в основном, с Аляски, однако в связи с падением добычи на месторождениях Аляски доля импортируемой нефти должна возрасти. Образующийся дефицит может восполнить нефть из канадских битуминозных песчаников, для чего планируется создание нового нефтепровода.

Отметим, что в числе прочих в 2002 г. появилась Россия, поставившая 4,3 млн т нефти (1% импорта в США). Среди компаний США наибольший объем российской нефти закупает Exxon Mobil (около 4 млн т в 2003 г.), Motiva (1,5 млн т), Valero (1,5 млн т) и ряд других (суммарно около 1,0 млн т).

В перспективе для США хорошим фактором для дальнейшей диверсификации поставок нефти могут послужить расширение добычи нефти в Канаде (за счет освоения месторождения битуминозных песков), наращивание добычи в Венесуэле, странах Западной Африки, а также возможное увеличение поставок из России (благодаря т.н. «Мурманскому проекту», о котором будет сказано далее).

Азиатский рынок нефти. На азиатском рынке чрезвычайно высока доля поставок нефти из ближневосточных стран. В частности, в Японию из стран Ближнего Востока в 2004 г. было поставлено 81% всей потребляемой нефти. Этот же регион явился поставщиком 37,3% всей нефти, импортируемой Китаем, и 77,7% нефти, импортируемой другими странами региона. Страны Юго-Восточной Азии (Индонезия, Малайзия, Австралия, Бруней) поставили на азиатский рынок в 2004 г. 14% нефти.

Примерно аналогичной является структура поставок в Южную Корею, на о. Тайвань, в Таиланд, Сингапур.

На азиатском нефтяном рынке отчетливо проявляются две перспективные тенденции – рост спроса на нефть, особенно в Китае и Индии, а также стремление к диверсификации поставок, в т.ч. за счет поставок из России, Казахстана. О возможных путях российской нефти в страны Северо-Восточной Азии будет изложено ниже.

Спрос на нефть в регионе АТР в последние 10–15 лет рос более быстрыми темпами, чем по миру в целом. Исключение составил 1998 г., когда вследствие финансового кризиса, случившегося в регионе в конце 1997 г., были девальвированы почти все валюты азиатских стран (кроме китайского юаня) и в большинстве азиатских стран упал спрос на нефть. Сравнение динамики роста спроса на нефть в мире и регионе АТР в период 1994–2004 гг. и прогноз на 2005–2006 г. сделан в табл. 1.41.

Таблица 1.41

Спрос на нефть на азиатском рынке в 1994–2006 гг. [6, 28]

Годы	Спрос на нефть в АТР, млн т	Доля в мировом потреблении, %	Прирост спроса на нефть в АТР, млн т	Прирост спроса на нефть в мире, млн т	Отношение прироста спроса на нефть в АТР и в мире, %
1994	809,2	25,2	–	–	–
1995	854,5	26,3	45,3	46,6	97,2
1996	891,3	26,8	36,8	78,4	46,9
1997	926,6	27,2	35,3	76,1	46,5
1998	909,6	26,5	–16,7	20,4	–
1999	948,3	27,1	38,7	68,0	56,9
2000	983,2	27,8	34,9	44,8	77,9
2001	984,2	27,7	1,0	13,5	7,4
2002	1008,2	28,1	24,0	28,3	84,8
2003	1036,8	28,5	28,6	61,3	46,7
2004	1090,5	28,9	53,7	125,3	42,9
2005	1126,4	29,2	35,9	67,5	53,2
2006	1166,7	29,4	40,3	88,5	45,5

По оценкам экспертов консалтинговой группы FACTS (г. Гонолулу, Гавайи, США) и в перспективе рост спроса на нефть в регионе АТР, особенно в Китае, будет выше, чем по миру в целом (табл. 1.42).

Таблица 1.42

Прогноз спроса на нефть на азиатском рынке [28]

Регионы мира	Среднегодовые темпы роста, %			
	2004 г.	2005 г.	2006–2010 гг.	2011–2015 гг.
Мир в целом	3,4	2,2	2,1	2,0
Регион АТР	5,2	3,2	3,3	2,7
Китай	17,9	6,0	5,5	
Япония	–0,8	–0,2	1,6	1,0

Собственные запасы нефти в регионе АТР истощаются. Китай и Индия, где стремительно растет спрос, перешли в разряд нетто-импортеров. Недалеко время, когда к ним присоединятся Индонезия и Малайзия. Радикальных мер, способных ограничить рост импорта ближневосточной нефти в страны АТР, нет. Расчеты на богатую ресурсами Россию, носят пока гипотетический характер, хотя активный выход на азиатский рынок является важным направлением российской энергетической стратегии.

В наибольшей степени прирост потребления нефти произойдет в Китае. Разведанные запасы нефти в Китае составляют по оценке экспертов консалтинговой группы FACTS 3,34 млрд т (по оценке справочника BP Statistical Review of World Energy – 2,2 млрд т в 2005 г.). Добыча нефти в 2004 г. составила 174,5 млн т, а спрос – 308,6 млн т. Китай в 2004 г. импортировал 168,4 млн т нефти и нефтепродуктов (в т.ч. нефти 130 млн т). Доля нефти в топливно-энергетическом балансе Китая составила 23% [29]. Для быстроразвивающейся экономики Китая фактор энергообеспечения и энергетической безопасности приобретает важнейшее значение, поскольку в ближайшей перспективе страну ожидает дефицит энергетических ресурсов, в первую очередь, нефти.

В соответствии и намеченной программой развития Китай попытается произвести заметные сдвиги в структуре энергобаланса, увеличив долю нефти (до 28% в 2030 г.), электроэнергетики атомных станций и гидроэлектростанций, а также уменьшив долю угля из-за углубляющихся экологических проблем. По расчетам китайских экономистов спрос на нефть в Китае возрастет в 2010 г. до 380 млн т, что потребует увеличения импорта нефти до 190 млн т; в 2015 г. спрос на нефть возрастет до 450 млн т (импорт нефти – до 250 млн т); в 2020 г. спрос на нефть и импорт нефти составят соответственно 510 млн т и 320 млн т; в 2025 г. – 570 и 390 млн т; в 2030 г. – 630 и 460 млн т [29].

Ведущие эксперты России, Японии, Китая, Южной Кореи с 2002 г. обсуждают возможности координации действий стран Северо-Восточной Азии (СВА – Китай, Япония,

Южная Корея, Тайвань, КНДР, Монголия) в области энергетической безопасности и создания банка развития стран СВА [30]. По мнению экспертов в ближайшие 5 лет работы эта финансовая организация смогла бы аккумулировать 15–17 млрд долл., в т.ч. для организации экспорта нефти из России и Казахстана.

Одним из крупнейших игроков на азиатском нефтяном рынке в перспективе станет Индия. В 2005 г. Индия потребила 116 млн т нефти и заняла 7-е место в мире по этому показателю. Добыча нефти в 2005 г. составила 36 млн т, импорт нефти – порядка 90 млн т на сумму около 30 млрд долл. Ожидается, что в 2010 г. Индия по потреблению нефти переместится на 4-е место в мире. В настоящее время большая часть импортируемой нефти поступает из ближневосточных стран и Малайзии. Предполагается, что через 20 лет экономическое доминирование в мире, а значит и на мировом энергетическом рынке, будет играть тандем двух стран (Китай и Индия). С целью успешного решения энергетических проблем намечена либерализация нефтегазового сектора Индии, которая началась в 1998 г. основными направлениями либерализации являются: создание на базе перерабатывающих мощностей вертикально интегрированных компаний, образование совместных предприятий, частичная приватизация принадлежащих государству фирм [31]. Немалая роль при этом уделяется российско-индийскому сотрудничеству, в основном, в виде создания совместных предприятий и участия индийских предприятий в проектах разработки нефтяных ресурсов Восточной Сибири и транспортировки углеводородов.

Среди поставщиков нефти внутри региона следует выделить Малайзию, Индонезию и Австралию [32], а с недавнего времени и Вьетнам [33].

Учитывая высокую зависимость азиатского нефтяного рынка от поставок нефти из «взрывоопасного» региона Ближнего Востока, а также проявляя озабоченность продолжением роста этой зависимости, разработана «чрезвычайная система ответственности АТР», как часть общемировой стратегии энергетической безопасности. Речь идет о финансировании глобального стратегического топливного резерва (ГСТР) на базе ресурсов России, Каспия и стран Центральной Азии [34].

Нефтеимпортирующие страны АТР, чувствительные даже к кратковременным перебоям в поставках нефти, активно работают над созданием стратегических нефтяных резервов (СНР). Япония имеет СНР, способный обеспечивать нефтеперерабатывающую промышленность страны в течение 84 дней. Кроме того, частные нефтеперерабатывающие компании обязаны иметь запас, достаточный для обеспечения нефтью и нефтепродуктами в течение 70 дней. В Южной Корее действует система обязательного резервирования, рассчитанная на 107 дней потребления, причем 46% этого запаса является стратегическим запасом государства и 54% – коммерческим запасом частных компаний. Небольшие резервы имеют Австралия, Новая Зеландия, Тайвань, Индонезия и Таиланд. Начинается формирование стратегических нефтяных резервов в Китае и Индии.

Европейский рынок. На европейском нефтяном рынке 35% – это поставки нефти с акваторий Северного и Норвежского морей, 24% обеспечивается за счет поставок из России и Казахстана, 13% – из стран Северной Африки (Алжир, Ливия, Египет), 5% – из Нигерии, 23% – из стран Ближнего Востока. Добыча нефти в Европе составила в 2004 г. 307,3 млн т, в 2005 г. – 275 млн т. Потребление странами Европейского Союза (ЕС-25) – 695–700 млн т [6].

При этом нефть Северного и Норвежского морей обеспечивает в основном страны Северной и Северо-Западной Европы, российская нефть – страны Северо-Западной, Центральной и Восточной Европы, североафриканская, нигерийская и ближневосточная нефть – страны Средиземноморья.

Однако это лишь общее схематичное представление о потоках нефти, импортируемой в Европу. О пестроте картины поставок можно судить по структуре поставок нефти в одну из ведущих стран Европы – ФРГ (табл. 1.43).

Поставки нефти в ФРГ в 2002 г.

Страны-поставщики	Поставки	
	млнт	%
Россия	31,6	30,2
Норвегия	22,3	21,3
Великобритания	11,5	11,0
Ливия	8,7	8,3
Сирия	7,2	6,9
Казахстан	5,5	5,2
Алжир	4,1	3,9
Саудовская Аравия	3,6	3,4
Нигерия	2,8	2,7
Прочие страны	7,4	7,1
Итого	104,7	100,0

Из суммарных поставок на долю британского и норвежского секторов Северного моря приходилось 32,2%, на долю России – 30,2%, стран ОПЕК – 19,5%, прочих – 18,1%. В 2005 г. потребление нефти в Германии превысило 120 млн т. В суммарных поставках снизилась доля североморской и возросла доля российской нефти.

1.5.3. Роль России на мировых нефтяных рынках

Россия продолжает наращивать свою добычу. Она возросла с 348,1 млн т в 2001 г. до 379 млн т в 2002 г., что, по данным Международного энергетического агентства (МЭА), составило почти 10% общемирового производства этого энергоносителя. Многомиллиардные инвестиции российских нефтяных концернов стали приносить свои плоды: добыча нефти в 2005 г. составила почти 470 млн т, а экспорт превысил 250 млн т.

Однако мощности страны по экспорту нефти ограничены и растут заметно медленнее, чем буровые работы и добыча. Пропускная способность трубопроводной сети государственной компании «Транснефть» (протяженность – 48,3 тыс. км), равная 187,5 млн т в год, используется практически полностью, и для того, чтобы расширить свой экспорт, российским компаниям срочно требуются новые нефтепроводы.

Ретроспективный анализ устойчивых тенденций потребления нефти позволил выделить сегменты европейского нефтяного рынка: рынки Северо-Западной Европы, Центральная, Южная и Восточная Европа. Следует отметить, что на развитых рынках Северо-Западной и Центральной Европы потребление нефти и нефтепродуктов достигло уровня технологического насыщения и, как следствие, произошла стабилизация спроса. Среднедушевое потребление нефти в странах этого сегмента рынка составляет 1,5–2,0 т/чел. В этой связи основным фактором, влияющим на долгосрочное изменение спроса в этом секторе, является динамика цен на нефть.

На развивающихся рынках Южной и Восточной Европы, где удельное потребление нефти составляет 1,1–1,5 т/чел., продолжается рост суммарных объемов. Страны, находящиеся в этом регионе, в экономическом отношении, в большинстве своем, отстают от более развитых стран Северо-Западной и Центральной Европы. Динамика роста потребления в этом сегменте европейского рынка определяется, в первую очередь, темпами экономического роста и роста численности населения, во-вторых, конъюнктурой мировых цен на нефть.

Анализ потребления нефти и нефтепродуктов на энергетических рынках Европы показывает, что за последние 30 лет при цене нефти выше 35–40 долл./барр. (в ценах 2004 г.) происходит замещение мазута и печного топлива в топливно-энергетическом балансе европейских стран другими энергоносителями, причем прежде всего это происходит в электроэнергетике. При устойчивых ценах на нефть выше 50 долл./барр. ожидается снижение потребления нефти и нефтепродуктов, постепенное замещение их природным газом, синтетическим жидким топливом, а в более отдаленной перспективе – водородом.

По расчетам экспертов перспектива потребления нефти и нефтепродуктов на европейском рынке в зависимости от ожидаемых цен на нефть представлена в табл. 1.44.

Таблица 1.44

Прогноз спроса на нефть и нефтепродукты на европейском рынке (млн т) [35]

Годы	Цены на нефть, долл./барр.	
	35–40	45–55 и выше
2004 г.	771	771
2010 г.	790–800	740–750
2015 г.	820–830	680–690
2020 г.	870–880	650–660

Поскольку основным экспортным рынком для российской нефти является европейский рынок, а также учитывая организационные закономерности европейского рынка нефти, способы и направления поставок, для обоснования перспектив российского экспорта можно разделить европейский рынок на северо-европейский, южно-европейский и восточно-европейский сектора, причем это деление не совпадает с традиционным делением европейских стран по этим зонам. В северо-европейский сектор входят страны Северо-Западной Европы; в южно-европейский – наряду со странами Средиземноморья, Балкан входят также Австрия и южная часть Германии; в состав восточно-европейского сектора входит кроме стран Восточной Европы также Восточная часть Германии, традиционно получающая нефть по нефтепроводу «Дружба».

Россия имеет несколько направлений выхода на европейский нефтяной рынок: северное (Балтийская трубопроводная система БТС и нефтеналивные терминалы на Балтийском море – Приморск, Высоцк, бухта Батарейная); северозападное (существующий порт в Архангельске и проектируемый в Индиге); южное (порты Черного моря; центральное (трубопровод «Дружба»).

Для усиления российских позиций на европейском нефтяном рынке осуществляется интеграция российской и европейской нефтепроводных систем («Дружба» – «Адрия», «Дружба» – Швехат (Австрия), реверсирование нефтепроводов Ингольштадт (Германия) – Литвинов (Чехия) и Одесса – Броды. Для повышения надежности сбыта нефти и нефтепродуктов российские компании (в первую очередь, ЛУКОЙЛ) приобретают нефтеперерабатывающие мощности и сбытовые сети в Европе.

Невзирая на не самые большие по мировым меркам масштабы европейского рынка нефти и отсутствие сигналов роста спроса на нефть, европейский рынок является по сути единственным для экспорта российской нефти. В 2004 г. сюда было ввезено из стран бывш. СССР 42,6% всей импортируемой нефти и нефтепродуктов, в т.ч. 38% из России [6]. Такая ситуация не может не вызывать беспокойства у государств Европейского Союза, где основным принципом политики безопасности обеспечения поставок энергии является диверсификация источников импорта энергоресурсов, в т.ч. нефти. Можно считать, что из-за низкого роста спроса и высокой конкурентности европейское направление экспорта нефти будет испытывать ощущение кризиса.

Анализ региональной структуры спроса на нефть говорит о том, что основной прирост роста спроса происходит на других рынках, а именно на рынках АТР и США, причем если рынки АТР демонстрируют устойчивый рост спроса, то рынок США в среднесрочной перспективе будет характеризоваться ростом спроса и сокращением поставок со стороны собственной нефтедобычи.

В настоящее время России не имеет возможности экспортировать нефть в регион АТР (не считая поставок нефти в Китай по железной дороге), а также на рынок США. Вряд ли Россия сможет помешать новым поставкам нефти из региона Каспия.

По мнению директора Института энергетических исследований РАН А.А.Макарова функция России на мировом рынке нефти заключается в том, чтобы быть организатором и гарантом евразийского сектора мирового нефтяного рынка.

С целью анализа конкурентоспособности российской нефти на южном направлении европейского рынка ниже будут рассмотрены пути следования нефти Каспия.

1.5.4. Пути следования нефти Каспия

Каспийский регион – один из старейших нефтедобывающих регионов мира – благодаря открытию ряда крупных месторождений на суше и, особенно, под дном Каспийского моря становится третьим (после Ближнего Востока и России) по запасам углеводородного сырья. Оценки доказанных и разведанных запасов, выполненные различными организациями и отдельными экспертами, отличаются, прежде всего в части оценки потенциальных запасов. Разведанные и доказанные запасы нефти в регионе Каспия оцениваются в размере 2,1–4,4 млрд т; оценки потенциальных запасов разнятся гораздо больше, в частности, оценка компании ЛУКОЙЛ – 16 млрд т, специалистов Минпромэнерго и Минприродных ресурсов РФ – 20 млрд т; Международной ассоциации кавказских региональных исследований – 22,2 млрд т. Распределение нефтяных запасов Каспия по странам по оценке американского эксперта представлено в табл. 1.45.

Таблица 1.45

Оценка запасов нефти в Каспийском регионе [36]

Страны	Доказанные запасы, млрд т	
	Мин. вариант	Макс. вариант
Азербайджан	1,0	1,7
Иран*	0,1	0,1
Казахстан	1,2	2,4
Россия*	0,03	0,04
Туркменистан	0,07	0,20
Итого	2,40	4,44

* Запасы в регионе Каспия

Более детальный анализ запасов нефти в регионе Каспия (по наиболее крупным месторождениям) выполнен в табл. 1.46.

Таблица 1.46

Наиболее крупные проекты разработки нефтяных месторождений регионе Каспия [37]

Проект	Страна	Компании – владельцы лицензии	Запасы, млрд т	Начало эксплуатации и объем добычи, млн т	Пик добычи, год, млн т
Тенгиз	Казахстан	Tengizchevron	0,8–1,2	13,5(2004)	37,5–50,0 (2012)
Кашаган	Казахстан	Agip Kazakhstan North Caspian Co.	1,0–1,2	3,8 (2008)	60,0(2016)
Курмангазы	Казахстан	Kazmunaigaz	1,0	2009	Нет данных
Азери-Чираг-Гюнешли	Азербайджан	Azerbaijan International Operating Co.	0,73	8,2 (2005)	52,5 (2008–2010)
Араз-Алов-Шарг	Азербайджан	Консорциум компаний	0,9	нет данных	нет данных
Хвалынское месторождение	Россия	Caspian Oil & Gas Co.	0,05	нет данных	нет данных
Центральное месторождение	Россия	Kazmunaigaz	0,07	2009–2010	нет данных
Чекелен	Туркменистан	Turkmenneft	0,09	1,0 (2004)	нет данных
Небит-Даг	Туркменистан	Burren Energy	нет данных	0,9 (2004)	нет данных

По оценке эксперта консалтинговой компании Global Insight (США) Эндрю Неффа объем добычи нефти в Казахстане и Азербайджане в период 2000–2005 гг. и прогноз на период до 2015 г. представлен в табл. 1.47 [38].

Таблица 1.47

Объем добычи нефти в Казахстане и Азербайджане, млн т

Страна	2000	2001	2002	2003	2004	2005 (оц.)	2006	2007	2010	2015
							Прогноз			
Казахстан	35,9	40,8	47,0	50,6	59,2	65,0	72,5	79,7	115,0	159,0
Азербайджан	14,4	15,5	15,9	15,5	15,5	20,8	26,5	32,5	65,0	55,0

Возможные объемы добычи нефти в зоне Каспийского моря могут возрасти за ближайшие 10 лет почти в 3 раза. По оценкам экспертов она может составить в 2010 г. 195 млн т. Внутренние потребности таких нефтедобывающих стран, как Азербайджан, Казахстан, Туркменистан, а также близкого к ним Узбекистана невелики, а две другие страны, прилегающие к Каспийскому морю (Россия и Иран) хотя и имеют достаточно высокий спрос на нефть, особенно Россия, но могут удовлетворять его за счет других (некаспийских) источников.

Вполне естественным является вопрос: как и по какому маршруту доставить нефть туда, где в ней имеется большая потребность, а именно, в Европу. Решение и этого, и многих других вопросов во многом будет зависеть от решения по проблеме статуса Каспия. До распада СССР эта проблема была решена путем заключения между СССР и Ираном в 1921, 1927 и 1940 годах соответствующих договоров, определивших статус Каспия как внутреннего моря с правами общего пользования прилегающих стран и установлением советского и иранского секторов моря.

Согласно этим договорам в Каспийском море должно обеспечиваться свободное судоходство под флагами прибрежных государств; национальный режим для судов в своих портах и свободное рыболовство граждан прикаспийских стран по всей акватории за исключением 10-мильной прибрежной полосы, где промысел по договору 1940 г. резервировался за судами прибрежного государства, а Каспий рассматривался «как море советское и иранское», т.е. объект совместного использования прибрежных государств. Однако в этих договорах не были отражены наиболее важные на данный момент аспекты, затрагивающие вопросы эксплуатации минеральных ресурсов дна и недр Каспийского моря.

После распада СССР, когда число независимых государств увеличилось за счет бывших республик Союза Азербайджана, Казахстана и Туркмении, проблема Каспия долго оставалась нерешенной, неопределенность выделения зон деятельности отдельных стран и отсутствие правовых отношений делали неясными границы шельфовых месторождений и сдерживали инвестиционные устремления многих компаний, в т.ч. российских.

После распада СССР прикаспийские страны стали чертить границы на Каспии на свой лад. Вначале Россия продолжала считать Каспийское море закрытым водоемом, правовой режим которого регулируют советско-иранские договора. В этом ее поддерживали Туркменистан и Иран. Казахстан и Азербайджан выступали за раздел дна и недр Каспийского моря по срединной линии на национальные секторы.

Во многом спор касался проблемы юридического статуса Каспийского моря: является ли оно замкнутым морем или «международным озером». Если это замкнутое море, то согласно Конвенции ООН (1982 г.) по морскому праву каждое из прибрежных государств имеет 12-мильную зону и «исключительную экономическую зону, прилегающую к ее границе на расстояние 200 миль. Раздел осуществляется по срединной (медианной) линии, равноудаленной от береговых линий прибрежных государств. По данному разграничению самые большие сектора получают Казахстан, Туркменистан и Азербайджан.

При определении Каспия как международного озера линии раздела являются продолжением государственных границ, причем раздел проходит по линиям, соединяющим центральную точку озера с точками выхода границ прибрежных государств на береговую линию. По данному разграничению сектора Казахстана, Туркменистана и Азербайджана становятся гораздо меньше, а сектора России и Ирана увеличиваются.

Неясной оставалась судьба многих открытых шельфовых месторождений. В частности, на месторождение Кяпаз претендовал Азербайджан. На это же месторождение претендовал

Туркменистан (называя это месторождение Сердар). Аналогичное положение складывалось с месторождениями Азери (Туркменское название Хазара), Чираг (туркменское название Осман). Противоречия между Азербайджаном и Ираном касались месторождений Алов, Шарг, Араз; Казахстана и России – месторождений Курмангазы, Хвалынское.

В процессе переговоров, сущность которых является объектом специального исследования, не входящего в задачу автора, участники переговорного процесса согласились с возможностью применения на Каспии принципа раздела дна. Если одной фразой описать консенсус, к которому пришли участники, его можно выразить так: «Дно делим, вода общая».

Согласно проекта Конвенции по Каспию устанавливаются три зоны акватория Каспия: территориальная (15 морских миль), рыболовная и открытое море. Дно между сопредельными и противоположащими государствами делится на основании метода срединной линии по договоренности сторон и с учетом общемировых норм международного права.

После принятия Конвенции вопросы принадлежности нефтегазовых участков к зонам влияния той или иной страны будут решены и многие проекты, уже начатые и вобравшие в себя многомиллиардные инвестиции, получают законную основу.

Возвращаясь к маршрутам транспортировки каспийской нефти с учетом значительного возрастания объемов добычи, рассмотрим некоторые альтернативные варианты.

Одним из реальных является вариант транспортировки азербайджанской нефти по трубопроводу Баку – Новороссийск. Это действующий трубопровод, однако для приема «большой» азербайджанской, и возможно, казахской нефти его пропускная способность должна быть увеличена и доведена, как минимум, с 15 до 30 млн т/год, для чего потребуются инвестиции в размере 1,2 млрд. долл. В настоящее время к трубопроводу Баку – Новороссийск «подстроен» байпас, позволяющий обойти «горячую точку» – Чечню. В эксплуатации этого трубопровода прежде всего заинтересована Россия, которая получает деньги за прокачку нефти по своей территории.

Вторым действующим трубопроводом в этом регионе является нефтепровод Баку – Супса (близ Поти, Грузия). Пропускная способность этого нефтепровода, по которому в свое время снабжался Батумский нефтеперерабатывающий завод, невелика. В настоящее время этот нефтепровод частично находится в неработающем состоянии. Для его модернизации и доведения пропускной способности до 7,25 млн т/год необходимы инвестиции в размере 600 млн долл. В модернизации этого нефтепровода заинтересованы Азербайджан и, особенно, Грузия, которая кроме денег за прокачку нефти получит сырье для ныне бездействующего Батумского НПЗ, собственные нефтепродукты, рабочие места и т.п.

Третьим действующим нефтепроводом является транспортная система под названием «Каспийский трубопроводный консорциум» (КТК). Этот нефтепровод создан для транспортировки нефти месторождения Тенгиз по маршруту: Тенгиз – Гурьев (Атырау) – Калмыкия – Тихорецкая – Новороссийск. Пока пущена первая очередь нефтепровода. Полное развитие транспортной системы Тенгиз – Новороссийск потребует 4 млрд долл. (часть инвестиций уже задействована). Мощность нефтепровода при реализации всех проектных решений – 67,5 млн т/год. В эксплуатации этого нефтепровода заинтересованы прежде всего компании, участвующие в консорциуме. Поскольку нефтепровод проходит по территории России, то помимо Казахстана, экспортирующего нефть, в эксплуатации этого нефтепровода также заинтересована Россия.

Все три действующих нефтетранспортных системы доставляют нефть в порты Черного моря. Для доставки жидкого топлива в западноевропейские страны и на Балканы танкеры с нефтью должны пройти через пролив Босфор. Пропускная способность Босфора ограничена. Кроме того турецкая сторона опасается аварий танкеров в проливе и в Мраморном море, что грозило бы экологической катастрофой. Турция, заинтересованная в прохождении нефтепровода по ее территории, поставила ограничение на проход танкеров через Босфор. В настоящее время из российских портов, расположенных на Черном море (Новороссийск, Туапсе), а также через Одессу, грузинский порт Супса проходит порядка 50 млн т нефти в

год; к этому могут добавиться объемы нефти, перекачиваемые через КТК, трубопроводы Баку – Новороссийск и Баку – Супса. Не следует также забывать, что Казахстан может воспользоваться транспортировкой нефти танкерами по маршруту Атырау – Баку для увеличения загрузки трубопровода Баку – Новороссийск.

В связи с ограничениями на проход танкеров через Босфор появились проекты нефтетранспортных систем, обходящих Босфор при доставке нефти в Европу. Главнейшим из них является проект Баку – Джейхан (турецкий порт на Средиземном море, имеющий мощный нефтяной терминал). Маршрут нефтепровода: Баку – Тбилиси – Супса – Самсун – Джейхан. Длина трубопровода 1760 км. Стоимость строительства 3,5 млрд. долл. Максимальная пропускная способность – 50 млн т/год. Акционерами являются British Petroleum (34,76%), азербайджанская государственная компания Socar (25%), американская компания Unocal (8,3%), норвежская государственная компания Statoil (8,71%), турецкая компания ТРАО (6,87%), итальянский энергетический концерн ENI (5%), французская компания Total (5%), японская компания Itochu (3,4%) и совместная американо-саудовская компания Delta Hess (2,96%).

О необходимости строительства этого нефтепровода спорили долго и на принятие решения повлияли скорее геополитические, нежели экономические соображения. Геополитические интересы инвесторов заключаются в том, чтобы «большая» нефть Каспия не пошла на север, т.е. по нефтепроводу Баку – Новороссийск. Интересы Турции понятны: мало того, что нефтепровод пройдет по их территории и обеспечит серьезные поступления в бюджет (200–290 млн долл. в год) за прокачку нефти, Турция получит контракты на строительство и поставку оборудования и материалов, 5 тыс новых рабочих мест. Для азербайджанской стороны геополитический интерес состоит в дополнительной демонстрации независимости и уменьшении влияния России; для грузинской стороны выгода состоит в получении транзитных платежей и ее не останавливают даже протесты местных экологов, озабоченных вредом, который может нанести нефтепровод для источников минеральной воды. Проект представляет интерес и для Казахстана, добыча в котором может обеспечить к 2010 г. полное заполнение трубопровода КТК, а также позволит отправлять танкеры по маршруту Атырау – Баку для последующей перекачки по трубопроводу Баку – Джейхан. Интересы США, чьи компании представлены среди организаторов проекта, заключаются в максимальном ограничении влияния России и усилении собственного влияния на Кавказе.

Преобладание геополитических интересов оказалось выше, чем опасность неполного заполнения трубопровода и, следовательно, увеличения сроков окупаемости инвестиций и снижения рентабельности проекта. Кроме того, возможны технические трудности при прокладке труб на высоте 2300 м в сейсмоопасных районах, дополнительные затраты на природоохранные меры в связи с угрозой грузинским источникам минеральных вод и т.п. Наконец, следует учитывать, что часть трассы проходит через территории Турции, где проживают курды, отношения между которыми и турецкими властями продолжают оставаться напряженными. Не исключается также несанкционированный отбор нефти из трубопровода при прохождении его по территории республик Южного Кавказа. Указанные обстоятельства требуют беспрецедентных мер безопасности по трассе нефтепровода.

Несмотря ни на какие сложности строительство нефтепровода Баку – Тбилиси – Джейхан в конце 2005 г. было завершено. Реальная стоимость строительства составила 4 млрд долл., превысив проектную стоимость почти на 0,5 млрд долл. Эксперты считают, что «перебор» по срокам и стоимости строительства нефтепровода Баку – Тбилиси – Джейхан (БТД) является не самой большой бедой. Более серьезной считается проблема экономически оправданного заполнения БТД нефтью [39]. Азербайджанской нефти может не хватить для заполнения БТД, поскольку следует учесть необходимость обеспечения другого нефтепровода Баку – Супса, а также возможность транспортировки части нефти по железнодорожному маршруту Баку – Батуми. Компенсировать этот «недолив» акционеры БТД надеются за счет казахстанской нефти, поставляемой по нефтепроводу КТК, а также

танкерами из казахстанского порта Актау до терминала Сангачалы близ Баку.

Тариф на прокачку нефти по БТД составляет 24 долл./т для участников проекта и около 30 долл./т для сторонних компаний. Эксперты обращают внимание на необходимость введения механизма банка качества, поскольку в трубе могут оказаться нефти различных сортов (легкая и малосернистая нефть сорта Azeri Light и более тяжелая и сернистая сорта Tengiz [40]. Эксперты не исключают варианта попадания в трубу БТД российской нефти сортов Siberian Light и Urals. Высказывалось мнение, что компания ТНК-ВР может поставлять нефть по нефтепроводу Баку – Новороссийск (в режиме реверса), хотя шансов на такой вариант практически нет, поскольку Россия заинтересована, чтобы по маршруту Баку – Новороссийск перекачивалась нефть Азербайджана [41].

Учитывая прохождение трубопровода БТД через «горячие точки», придается огромное значение безопасности функционирования этого нефтепровода [42]. По этому поводу даже возник спор – кто должен охранять трубопровод. Американцы предложили создать специальную группу для охраны трубопровода («Каспийская охрана»), однако страны, по территории которых проходит трубопровод, взяли на себя эту задачу сами при помощи конных патрулей и мобильных групп для охраны самого нефтепровода и стационарных групп для охраны терминалов, компрессорных станций и других объектов транспортной инфраструктуры.

Российская сторона, разумеется, активно не заинтересована в сооружении трубопровода Баку – Джейхан. В качестве возможного альтернативного варианта Россия участвует в проекте сооружения нефтепровода Бургас – Александруполис, соединяющий болгарский порт Бургас, где расположен нефтеперерабатывающий завод и нефтехимический комплекс, приобретенный компанией ЛУКОЙЛ, с греческим городом Александруполис на берегу Эгейского моря. Мощность нефтепровода – 35 млн т/год (первая фаза – 15 млн т/год). Длина трубопровода 268 км, стоимость строительства – 688 млн долл. При сооружении этого нефтепровода сходятся интересы России, Болгарии и Греции. После переговоров 40% участия принадлежит России, 30% – Греции, 20% – Болгарии и 10% – американской компании Chevron-Техасо, владеющей нефтяным месторождением Тенгиз в Казахстане. Проект трубопровода Бургас – Александруполис активно поддерживала компания ЛУКОЙЛ, однако в какой-то момент она охладела к этому проекту. Тем не менее острота проблемы проливов Босфор и Дарданеллы снова вернула интерес к этому проекту, как к наиболее проработанному [43].

В последнее время появилось еще несколько проектов транспортировки нефти Каспия, а именно, Бургас – Влёра (албанский порт) и Констанца – Омишаль (хорватский порт). В сооружении этих трубопроводов заинтересованы силы, которым не нравится проект Бургас – Александруполис, но их интерес имеет опять же геополитический, а не экономический характер. Учитывая это обстоятельство, можно предположить, что в будущем и эти проекты будут реализованы.

К числу реализуемых проектов транспортировки каспийской нефти можно отнести проект строительства нефтепровода Одесса – Броды, который позволит соединить порт на Черном море с нефтепроводом «Дружба».

Следует отметить, что нефтепровод Одесса – Броды является кратчайшим путем каспийской нефти к емкому и стабильному рынку в странах Центральной, Восточной и Северной Европы [44]. Этот проект нефтепровода протяженностью в 674 км, является логическим продолжением нефтепровода Баку – Супса с пропускной способностью 6 млн т/год, предназначенного для транспортировки так называемой «ранней» каспийской нефти. Начальная пропускная способность нефтепровода Одесса – Броды 14,5 млн т/год, но после расширения может составить 45 млн т/год. Главный вопрос в том, кто может предоставить такие объемы. Пока нефтепровод работает в реверсивном режиме: по нему компания отправляет в Одессу порядка 1 млн т нефти, хотя намечала отправлять 6 млн т. По оценке эксперта из Батуми в Одессу танкерами могут быть отправлены 3,4 млн т нефти, добываемой на месторождениях Азери-Чираг-Гюнешли.

Имеются также 2,5 млн т нефти, ежегодно прокачиваемые по нефтепроводу Баку – Новороссийск. Однако в связи с пуском крупнейшего нефтепровода Баку – Тбилиси – Джейхан эта нефть может быть направлена Азербайджаном именно в эту трубу. Поскольку добываемой с новых месторождений нефтью в значительной степени распоряжаются акционеры проекта Азери-Чираг-Гюнешли, затруднительно четко ответить на вопрос: по какому маршруту пойдет эта нефть. Скорее всего следует возлагать надежду, что в нефтепровод Одесса – Броды пойдет российская или (и) казахстанская нефть.

Еще одним из проектов можно считать использование танкеров типа «река – море», которые, загрузившись нефтью в Новороссийске, отправятся в путь до устья Дуная, а затем вверх по голубому Дунаю и через водную систему Дунай – Рейн – в Германию.

Сопоставление экономических показателей некоторых из альтернативных проектов сделано специалистами греческой нефтяной компании Hellenic Petroleum SA. Маршруты нефтепроводов были ими продолжены до порта Триест (Италия). Результаты расчетов приводятся в табл. 1.48.

Таблица 1.48

Сравнительный объем расходов на транспортировку углеводородного сырья

Трубопроводы	Расходы на транспортировку нефти, долл./т
Генгиз – Новороссийск (Супса) – Триест	32
Генгиз – Новороссийск (Супса) – Бургас – Александруполис – Триест	38
Генгиз – Новороссийск (Супса) – Бургас – Влёра – Триест	48
Генгиз – Новороссийск (Супса) – Самсун – Джейхан – Триест	46
Баку – Супса – Бургас – Александруполис – Триест	28
Баку – Супса – Бургас – Влёра – Триест	38
Баку – Новороссийск – Бургас – Александруполис – Триест	39
Баку – Новороссийск – Бургас – Влёра – Триест	49
Баку – Супса – Самсун – Джейхан – Триест	36
Баку – Джейхан – Триест	46

Иранскими экспертами высказаны соображения о том, что наиболее эффективными вариантами подачи нефти Каспия в Европу являются пути через Иран, в частности, маршрут нефти из Казахстана танкерами до порта Нека, расположенного на иранском берегу Каспийского моря, и далее по трубопроводу Нека – Тегеран – Исфахан.

Экспертами Rusenergy выполнены расчеты по доставке казахстанской нефти в порт Аугуста на Сицилии – центр торговли нефтью в Южной Европе (табл. 1.49).

Таблица 1.49

Стоимость доставки казахстанской нефти в порт Аугуста (Италия) [40]

Маршрут	Стоимость доставки, долл./т
КТК (трубопровод плюс танкер)	36,5–43,7*
Актау – Баку – Батуми (танкер плюс ж/д плюс танкер)	38,7
Актау – Баку – Супса (танкер плюс трубопровод плюс танкер)	22,4
Актау плюс БТД (танкер плюс трубопровод плюс танкер)	42,7

* первая цифра при тарифе на прокачку 30,8 долл./т, вторая – при возможном увеличении тарифа до 38,0 долл./т

Как видно из приведенных данных, наилучшим вариантом транспортировки казахстанской нефти в Южную Европу является маршрут Актау – Баку – Супса, в котором присутствуют танкерные перевозки из порта Актау на восточном побережье Каспия до терминала Сангачалы близ Баку, затем транспортировка нефти по нефтепроводу Баку – Супса и снова перевозка нефти танкерами до порта Аугуста на о. Сицилия.

1.5.5. Новые российские нефтепроводы

По мнению ряда иностранных экспертов Россия не в состоянии быстро увеличить количество поставляемой на экспорт нефти. Более того, избыточные мощности по экспорту нефти были в 2005 г., а к 2010 г. они возрастут до 50 млн т и поставки этой нефти на внешний рынок смогут осуществляться только в том случае, если «Транснефть» построит

запланированные трубопроводы, в первую очередь в направлении Китая и Японии.

Проект сооружения нефтепровода до северного порта Мурманск, на чем настаивают российские нефтяные концерны, до сих пор отклоняется правительством РФ, которое отрицательно относится к перспективе владения частью трубопроводной сети частным капиталом. Компании же, со своей стороны, планируют открыть новые экспортные пути в Америку. По их мнению, Россия могла бы в будущем поставлять в США примерно 65 млн т нефти, покрывая тем самым существенную долю американского импорта жидкого топлива. Россия может заметно расширить свой экспорт и стать «значительно более крупным экспортером, чем когда-либо была Саудовская Аравия».

Важное место в деятельности российской государственной трубопроводной компании «Транснефть» занимает интеграция нефтепровода «Дружба» с транспортной системой «Адрия». В этом заинтересованы Россия, Украина, Белоруссия, Венгрия, Словакия и Хорватия. Интеграция выражается в подготовке к эксплуатации глубоководного хорватского порта Омишаль, реверсировании нефтепровода Сисак-Омишаль и увеличении пропускной способности «Дружбы».

Ранее уже упоминались проекты трубопроводов Бургас – Александруполис и Одесса – Броды, ввод которых позволит увеличить поставки нефти в страны Центральной Европы, на Балканы, в Грецию и Италию.

Другим направлением деятельности «Транснефти» в западном направлении является дальнейшее развитие Балтийской трубопроводной системы, благодаря которой Россия может экспортировать нефть с российских терминалов на Балтийском море, уменьшив зависимость от терминалов в Вентспилсе (Латвия) и Таллине (Эстония). Терминал в Бутинге (Литва) перешел в свое время под контроль российской компании ЮКОС, однако после упадка этой компании снова оказался в «чужих» руках.

Однако российский экспорт нефти не может ограничиться только западным направлением. Значительные запасы нефти, обнаруженные в Иркутской области, южной части Республики Саха-Якутия и на шельфе о. Сахалин вызвали к жизни несколько проектов. Рассмотрим их по порядку возникновения. Первыми являются проекты транспортировки нефти в Китай по маршруту Ангарск – Дацин (северовосточный Китай) и Ангарск – Находка (с последующей транспортировкой нефти танкерами в Японию, Южную Корею, Китай).

Проект Ангарск – Дацин (протяженность 1680 км, мощность – 30 млн т/год, требуемые инвестиции – 2,2 млрд. долл.) является наиболее продвинутым: имеется ТЭО, подтверждающее экономическую эффективность проекта; заключено соглашение о сотрудничестве между российской компанией ЮКОС, владеющей месторождениями в Восточной Сибири, и Китайской национальной нефтяной компанией; закупки нефти гарантированы китайским правительством. Налицо все плюсы этого проекта, но имеется и минус. Это – наличие единственного потребителя нефти, своеобразный пример монополии (аналогу монополии производителя). Отказ от этого проекта произошел в силу совпадения двух факторов – дела «ЮКОСа и проблем функционирования газопровода «Голубой поток», реализованного по принципу «один продавец – один покупатель».

Проект Ангарск – Находка (протяженность – 4200 км, мощность – 50 млн т, требуемые инвестиции – 5,2 млрд. долл.), предложенный государственной компанией Транснефть, имеет много минусов: трасса нефтепровода длиннее, затраты на его строительство значительно выше, для того, чтобы окупилась затраты трубопровод должен иметь большую производительность и полностью загружен, а такой уверенности в возможности его полной загрузки нет. Однако у этого варианта есть ряд плюсов: нефтепровод пройдет по территории российского Дальнего Востока; возможно будет увеличить загрузку действующих Хабаровского и Комсомольского НПЗ и, возможно, построить новый нефтеперерабатывающий завод вблизи Находки для производства нефтепродуктов на экспорт. И, наконец, в сооружении нефтепровода Ангарск – Находка заинтересована Япония, готовая к значительным инвестициям в разведку и добычу нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и в финансирование проекта нефтепровода при гарантированных поставках

нефти в Японию. Как уже упоминалось, эта страна в основном обеспечивается жидким топливом из стран Ближнего Востока, региона с нестабильной ситуацией, и хотела бы диверсифицировать свой импорт нефти.

В июне 2004 г. ОАО «АК Транснефть» завершила разработку материалов по обоснованию строительства нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». Были проведены общественные слушания представленных предпроектных материалов и организована их экспертиза в федеральных экспертных комиссиях [45].

Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» пройдет от г. Тайшет (Иркутская обл.) до г. Сковородино (Амурская обл., в 70 км от китайской границы) и от него – до бухты Перевозная вблизи порта Находки (Приморский край). Первоначальная мощность нефтепровода на первом участке, который будет построен к концу 2008 г., составит 30 млн т/год. Одновременно будут подготовлены приемно-погрузочные объекты в бухте Перевозная. Второй этап (Сковородино – бухта Перевозная) предусматривает создание трубопроводной системы мощностью 50 млн т и обеспечение пропускной способности участка Тайшет – Сковородино до 80 млн т нефти в год. Заполняемость трубопроводной системы будет обеспечиваться за счет нефти месторождений Восточной Сибири и Якутии (порядка 56 млн т) и Западной Сибири (24 млн т). Целиком проект должен выйти на проектную мощность к 2020 г. [46]. Приблизительная стоимость проекта – 15 млрд долл. в ценах 2004 г. [45].

Этот проект поистине уникален: длина нефтепровода – 4130 км, диаметр трубы – 1220 мм. Для сравнения уже работающий нефтепровод КТК (Каспийский трубопроводный консорциум) имеет протяженность 1580 км, а начинающий работать в 2006 г. нефтепровод Баку – Джейхан – 1762 км. Сравнить нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан можно с трансальпийским нефтепроводом, построенным в 1977 г. с применением новейших для того времени технологий.

Реализация этого проекта для России означает широкий выход России на нефтяной рынок Северо-Восточной Азии (Китай, Япония, Южная Корея), региона, страны которого, несмотря на известные противоречия, стремятся к созданию единого энергетического рынка [47]. Пока, несмотря на объявленную правительствами стран СВА политику «ухода от нефти» (за счет развития атомной энергетики и использования газа для нужд энергетики) и «ухода из Ближнего Востока» (за счет диверсификации поставок нефти) импорт нефти в регионе растет и будет расти в регионе высокими темпами.

В этой связи развитие восточного направления российского нефтяного экспорта позволит решить сразу несколько проблем. Во-первых, геополитических, поскольку укрепит российские позиции в регионе и привяжет периферийные районы страны к центру. Во-вторых, позволит изменить структуру экспорта от одностороннего западного потока к двустороннему экспорту, опирающемуся на «старый» европейский нефтяной рынок и на новый растущий рынок СВА. Дифференциация экспортных потоков призвана обеспечить энергетическую безопасность России. Благотворное влияние сможет оказать проект и на экономику сибирских регионов, т.к. он увязан с комплексной программой социально-экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Еще одним экспортным потоком станет экспорт нефти Сахалинских месторождений, разрабатываемых в рамках проектов, осуществляемых по принципу соглашения о разделе продукции. Рост поставок может начаться в 2008 г. и на первом этапе объем поставок в страны СВА может составить 25 млн т в год.

Если принять, что западносибирский нефтедобывающий регион останется важнейшим источником нефти в России, что трубопроводный транспорт на расстояние более 5000 км вряд ли экономически целесообразен, и что одним из крупнейших мировых нефтяных рынков является рынок США, то единственным вариантом, позволяющим выйти на этот рынок является выход западносибирской нефти к берегам Баренцева моря, где имеются большие глубины и незамерзающее побережье, омываемое водами течения Гольфстрим. Здесь могут быть использованы крупномасштабные танкеры, транспортировка нефти

которыми приводит к уменьшению удельных транспортных затрат.

В последнее время ряд крупнейших российских компаний предложили построить нефтепровод до Мурманского порта. Возможные маршруты трубопровода: Ярославль – Мурманск – протяженность 1500 км, мощность 50 млн т/год, требуемые инвестиции 3,4 млрд долл.; Сургут – Уса – Мурманск (через Белое море) – протяженность 2475 км, мощность 50 млн т/год, требуемые инвестиции 3 млрд долл.; Сургут – Уса – Ухта – Мурманск – протяженность 3350 км, мощность 50 млн т/год, требуемые инвестиции 4,5 млрд долл.

Нефтепровод мог бы использоваться для транспортировки нефти Западной Сибири и Русского Севера на экспорт в США. Этот трубопровод позволил бы также повысить эффективность поставок нефти в Европу за счет отсутствия выплат за транзит через чужую территорию. Однако предложение о строительстве частного нефтепровода вызвало отрицательную реакцию в Правительстве России, хотя этот проект обеспечил бы перекачку нефти с перевалкой в Мурманском порту на большегрузные танкеры грузоподъемностью 300 тыс т. Сооружение подобного нефтепровода дало бы возможность крупнейшим российским компаниям влиять на мировой рынок нефти. Однако решение вопроса требует детального анализа широкого круга проблем: общеэкономических (какой путь развития принимать России на перспективу), геостратегических и технико-экономических.

Кроме этого проекта предложено еще несколько экспортных маршрутов для нефти Западной Сибири и Русского Севера. В частности, предложены новые пункты размещения экспортных терминалов, из которых наиболее привлекательны Индига и мыс Святой нос на территории Ненецкого автономного округа. Основная идея размещения терминалов именно здесь – избежание необходимости обходить Белое море или прокладывать нефтепровод по его дну. Базовым вариантом проекта считается маршрут Сургут – Индига (протяженность 1700 км, инвестиции – 5,8 млрд долл.). Этот проект, существующий пока в виде идеи, отличается тем, что для вывоза нефти (из-за достаточно сложной ледовой обстановки) потребуются ледоколы, что может усложнить экспортную схему. Тем не менее рентабельность проекта при использовании супертанкеров (дедвейтом 300–500 тыс.т) при поставке нефти в США может быть обеспечена.

1.6. Цены на нефть

1.6.1. Цены на нефть как фактор мирового хозяйства

Все страны в той или иной мере являются потребителями нефти и нефтепродуктов. В «нефтяной клуб», т.е. сообщество стран, добывающих нефть, входят уже свыше 80 стран. Как производителей, так и потребителей чрезвычайно волнуют цены на нефть: для производителей – это мощная статья дохода в бюджет, для потребителей – соответственно, расхода.

Нефтедобывающие страны по показателю доли выручки от продажи нефти в составе ВВП можно разделить на четыре группы: высокая доля (43–49%) – Саудовская Аравия, Кувейт, Катар, Нигерия; средняя (17–27%) – Норвегия, Алжир, Венесуэла, Иран; небольшая (до 10%) – Мексика, Индонезия, Малайзия, Китай; малая – США (0,5%), Великобритания (1,5%), Австралия (1,5%), Канада (3,4%). Безусловно, наибольшее значение доходы от нефти имеет в странах ОПЕК (доходят до 60% всех доходов от экспорта).

В России доля выручки от продажи нефти на внутреннем рынке и на экспорт составляет 25% всех налоговых поступлений, а доля доходов от экспорта нефти в суммарных экспортных доходах страны превысила 50%.

Как для добывающей страны, для России доходы от экспорта нефти, следовательно, от уровня мировых цен являются важным составным элементом бюджетной политики. Высокий уровень мировых цен в 2000–2005 гг. позволил России создать стабилизационный фонд, который складывается из разницы реальных цен на нефть и цен, заложенных в бюджет.

1.6.2. Система ценообразования в нефтяном секторе

Система ценообразования в нефтяном секторе, как и любой добывающей отрасли, основана на существовании категории ренты. Основную роль при этом играет относительная (дифференциальная) рента, которая возникает от того, что добытая при разных условиях нефть продается по одинаковой цене, определяемой условиями добычи на худших месторождениях. Влияет на размер дифференциальной ренты также степень удаленности от основных регионов потребления. До сравнительно недавнего времени мировой рынок нефти был рынком продавца и вследствие этого цена на нефть определялась исходя из издержек производства на худших месторождениях, эксплуатация которых необходима для удовлетворения спроса, т.е. по принципу *cost+*.

Поскольку нефть, добываемая в ближневосточных странах, была самая дешевая по издержкам добычи, шла непрерывная борьба между странами-владельцами недр и добывающими нефтяными компаниями за распределение дохода. На первых этапах нефтедобывающие страны получали лишь плату за пользование невозполнимыми природными ресурсами (роялти) и часть налога на прибыль. Впоследствии им удалось добиться реализации принципа «фифти–фифти», т.е. равного деления прибылей. После национализации нефтяной промышленности нефтедобывающие страны стали получать 80–90% дохода от добычи нефти.

В дальнейшем на рынке нефти произошли серьезные изменения: из рынка продавца он превратился в рынок покупателя. Изменились и принципы ценообразования. Цена нефти стала строиться по принципу «*netback*», т.е. цены, устанавливаемой на уровне, который обеспечивает нефтепереработке и сбыту нефтепродуктов необходимую маржу. Цена *netback* строится следующим образом: из цены нефтепродуктов исключаются затраты на переработку нефти, на транспортировку нефти до нефтеперерабатывающего завода, затраты на страхование, а также другие затраты, связанные со стадиями транспортировки и переработки. Подобный способ ценообразования позволял увязывать цены взаимозаменяемых энергоносителей (угля, газа, мазута).

На современном этапе цены определяются на биржах, исходя из соотношения спроса и предложения, а также с учетом множества других факторов (политических, финансовых, технологических, состояния запасов нефти и др.). На нефтяные цены могут воздействовать даже состояние погоды (например, холодные и теплые зимы), соотношения с ценами на валюту, золото и др. Цены определяются на трех основных биржах (Нью-Йоркской, Лондонской, Сингапурской). Основными видами контрактов являются фьючерсы и опционы, используются также краткосрочные форвардные контракты и сделки типа «своп» (с взаимозаменяемой поставкой).

Первоначально маркерным (эталонным) сортом в международной торговле была Американская (теперь Западно-Техасская) нефть, поскольку США были основным экспортером, на рынке работали в основном американские компании и формула ценообразования была привязана к ценам *fob* в районе Мексиканского залива.

С наращиванием объемов добычи в регионе Ближнего Востока одним из международных сортов стала легкая аравийская нефть, добываемая из крупнейшего в мире месторождения Гавар в Саудовской Аравии. В период 1973–1986 гг. значение Западно-Техасской нефти снизилось, а легкой аравийской возросло. В тот период ценообразование было привязано к цене *fob* легкой аравийской нефти (Рас-Танура). В настоящее время имеются три основных маркерных сорта нефти, соответствующие трем основным биржам: на Нью-Йоркской товарной бирже (NYMEX) основным сортом является Западно-Техасская нефть (WTI); на Лондонской нефтяной бирже (IPE) нефть сорта «Брент» (Brent); на Сингапурской международной товарной бирже (SIMEX) – ближневосточная нефть сорта Дубай (Dubai).

При установлении цен производится дифференциация в зависимости от качества нефти и ее местоположения по отношению к потребителям. Основные сорта нефти: североморская типа «брент», ближневосточные типа «дубай», «оман», «аравийская легкая» и «аравийская

тяжелая», «иранская легкая» и «иранская тяжелая», африканские типа «ливийская легкая», «форкадос», «бику», «кабинда», американская «западнотехасская», канадская типа «микст», венесуэльская типа «венесуэльская тяжелая», российская типа «уральские» (Urals).

Основной европейской нефтью является нефть типа «брент». Цена для остальных сортов, используемых в Европе, устанавливается с использованием системы скидков или доплат. В частности, для российских нефтей типа «уральские» применяются скидки – дискаунты. Разница в ценах зависит прежде всего от качественных характеристик нефтей (плотность, содержание серы и др.), а также от баланса спроса и предложения.

Имеется трактовка систем ценообразования в зависимости от степени монополизации рынка. Можно выделить четыре этапа ценообразования: 1) однобазовая система цен (40-е годы), когда цена определялась исходя из цены замыкающих месторождений по принципу *cost +*; 2) двухбазовая система цен (50–60-е годы, начало 70-х годов) – цены определялись на «корзину нефтей» по тому же принципу; 3) система официальных отпускных цен, определяемых по принципу *net back* – справочные цены ОПЕК (1973–1986 гг.); 4) система биржевых цен (с 1986 г. до настоящего времени). При этом, первый, второй и частично третий этапы были периодом монопольных цен, устанавливаемых сначала картелем «7 сестер», затем ОПЕК. С середины 80-х годов можно отсчитывать период рыночных цен и биржевых котировок.

Механизм ценообразования на мировом рынке нефти прошел достаточно значительный путь эволюции [48]. На первом этапе (до 1947 г.) принцип ценообразования был картельный, а число участников процесса ценообразования составляло 7 («семь сестер»). Основным типом конкуренции была горизонтальная конкуренция, наблюдался устойчивый рост спроса. Маркерным сортом была Западно-Техасская нефть. Цена составляла примерно 2 долл./барр. (в текущих ценах). Система расчета цен *cif* была однобазовой (цена *fob* Мексиканский залив плюс фрахт). Доминирующим типом контрактов были долгосрочные контракты (фиксированные объемы поставок и цены).

Второй этап (1947–1972 гг.) характеризовался сохранением картельного принципа ценообразования, горизонтальной формы конкуренции, устойчивого роста спроса. Маркерными сортами в этот период стали Западно-Техасская и Легкая аравийская нефти. Цены держались без особых изменений на уровне 2–3 долл./барр. Система расчета цен стала двухбазовой (*fob* Мексиканский залив плюс 2 фрахта). Сохранилась и регулярная система контрактов с фиксированными объемами поставок и ценами.

Третий этап (1973–1986 гг.) характеризовался также картельным принципом ценообразования, только основным регулятором цен стала Организация стран – экспортеров нефти (ОПЕК). Характер конкуренции стал преимущественно вертикальным. Динамика спроса была крайне неустойчивой (рост сменялся падением). Основными маркерными сортами продолжали сохраняться Западно-Техасская и Легкая аравийская нефти, но цены на них заметно выросли в период 1973–1985 гг. (с 3 до 38 долл./барр.) и затем резко снизились в 1986 г. (до 15 долл./барр.). Система расчета цен *cif* осуществлялась по принципу *net back*. Контрактные отношения изменились: наряду с регулярными контрактами стали осуществляться разовые сделки.

Четвертый этап эволюции мирового нефтяного рынка (1986 г. – до настоящего времени) – этап перехода к биржевой торговле. В этот период складывается конкурентный принцип ценообразования. Тип конкуренции – вертикально-горизонтальная, т.е. охватывающая как вертикально-интегрированные, так и специализированные нефтяные компании. Основными маркерными сортами нефти являются Западно-Техасская нефть, европейская нефть Брент и арабская нефть Дубай. Характер сделок – комплексный (представлены регулярные, разовые и биржевые сделки). Основная система расчета цен – биржевые котировки.

Для такого состояния рынка монопольная форма его организации перестала быть эффективной, тем более что контроль за почти половиной мировой нефтедобычи продолжал сохранять картель нефтедобывающих государств, причем с самыми низкими – в силу

благоприятных природных условий – издержками добычи и доставки нефти на основные рынки. Поэтому энергетическим компаниям потребовалось обеспечить интенсивное и опережающее снижение издержек в новых (за пределами ОПЕК) районах добычи, расположенных в намного более сложных природных условиях. Эволюционный научно-технический прогресс (НТП) такого резкого снижения издержек обеспечить не мог. Необходимы были технические решения, революционный НТП. Интенсивно генерировать революционные научно-технические решения могла только конкурентная организация рынка.

Масштабы развития нефтяного рынка, диверсификация, интернационализация и последующая глобализация нефтяных операций – все это предопределило переход к преимущественно конкурентной структуре нефтяного бизнеса. Потребовались новые эффективные инструменты его регулирования, соответствующие нынешнему этапу развития, механизмы снижения рисков инвестиционной деятельности в условиях растущей капиталоемкости новых проектов.

Эволюция систем ценообразования на нефть в условиях постепенной демонополизации рынка представлена на рис. 5.

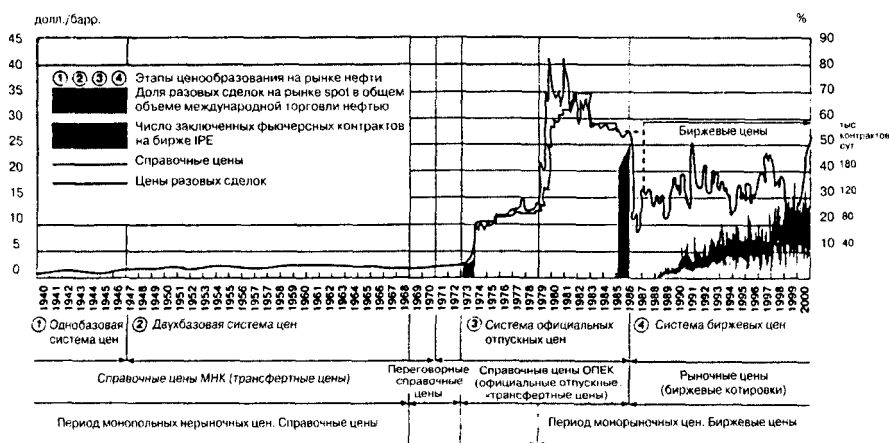


Рис.5. Эволюция систем ценообразования на мировом рынке нефти

На биржах торги осуществляются «голосовым» способом (open outcry), однако в последние годы активно используются электронные системы и современные информационные технологии. Стандартный лот в торгах составляет 1000 баррелей, минимальный шаг изменения цены – 1 цент, цены исчисляются в долларах и центах. На NYMEX фьючерсы торгуются с ежемесячным интервалом на 30 и более месяцев, на IPE представлены контракты на 12 последовательных месяцев, затем с интервалом в 3 месяца с максимальным сроком исполнения через 24 месяца и 6-месячным интервалом на срок до трех лет. Виртуальный объем торгов на бирже (торговля т.н. «бумажной» нефтью) на два порядка превышает объем физических поставок нефти. К достоинствам биржевого ценообразования следует отнести относительную прозрачность рынка и высокую ликвидность. Одной из основных целей биржевого рынка декларируется создание эффективных элементов страхования рисков (хеджирование).

1.6.3. Основные этапы истории цен на нефть

В период от окончания Второй мировой войны до начала 70-х годов мировая цена на нефть находилась на уровне 2,5–3,5 долл/барр. Это был период «дешевой нефти», когда быстро наращивалась добыча в странах Персидского залива, строились гигантские супертанкеры, которые затем курсировали от берегов Красного моря и Персидского залива в США, западноевропейские страны и Японию.

Ситуация на мировом рынке нефти стала меняться после октября 1973 г., когда

разразилась египетско-израильская война, более известная под названием «Йом киппур» (война судного дня). В этот период арабские страны – члены организации ОПЕК объявили эмбарго странам, поддержавшим Израиль (США, Голландии и др.) и резко уменьшили поставки нефти в основные нефтепотребляющие страны. В период 1973 г. – 1980 г. цена нефти сделала два скачка (1974, 1980 гг.), когда она увеличивалась почти в 2 раза. В этот период арабские страны – члены ОПЕК получали максимальные доходы от продажи нефти (пик пришелся на 1981 г.); доля ОПЕК в мировой добыче нефти достигла к этому моменту максимального уровня.

Основные потребители (США, западноевропейские страны, Япония) ответили на действия ОПЕК разработкой энергосберегающих технологий. Прежде всего это коснулось разработки экономичных моделей автомобилей. Даже американцы постепенно стали отказываться от своих любимых лимузинов и переходить на более экономичные модели собственного производства, а также на импортные машины из Европы и Японии. Модернизация затронула все виды транспорта, использующего двигатели внутреннего сгорания, турбореактивные, газотурбинные и другие типы двигателей. Усовершенствовались конструкции установок сжигания топлива, системы теплопередачи, разрабатывались новые энергоэкономичные технологии. Результатом этих усилий явилось существенное снижение потребления энергоресурсов, снизилась энергонасыщенность ВВП (доля затрат на потребляемые энергоресурсы в составе валового внутреннего продукта). Как следствие, в развитых странах уменьшилось потребление нефти на единицу ВВП. Это можно видеть на примере США (табл. 1.50).

Таблица 1.50

Энерго- и нефтеемкость ВВП США

	1970 г.	1980 г.	1999 г.	2000 г.
Энергоемкость ВВП, тут на 1 тыс. долл. ВВП	0,713	0,592	0,477	0,417
«Нефтеемкость» ВВП, тут на 1 тыс. долл. ВВП	0,314	0,266	0,137	0,171
Доля нефти в топливно-энергетическом балансе, %	44,0	44,9	39,0	41,0

Отметим, что в 2004 г. «нефтеемкость» ВВП в развитых странах практически на порядок была ниже, чем в развивающихся странах (т/тыс. долл.): Великобритания – 0,04; Франция и Германия – 0,05; США – 0,1; Китай – 0,21; Индия – 0,32 [49].

Одновременно росла добыча в странах, не входящих в ОПЕК, в первую очередь, в СССР. Рынок стал переполняться нефтью и в 1986 г. произошел обвал цен (падение почти в 2 раза). Последующий период – это цепь непрерывных колебаний мировых цен на нефть, причем в 1996 г. и 1997 г. цена держалась на уровне 19–20 долл./барр., а осенью 1997 г. после решения стран – членов ОПЕК увеличить квоты цены на нефть стали стремительно падать (до 9–10 долл./барр.). В 1998–1999 гг. за счет ужесточения квот цены на нефть удалось увеличить, а в последующие годы они росли и держались на высоком уровне.

Динамика мировых цен на нефть (текущие цены в долл./барр.) представлена в табл. 1.51.

Таблица 1.51

Динамика мировых цен на нефть (долл./барр.) [6]

Годы	Цена	Годы	Цена	Годы	Цена	Годы	Цена
1970	3,80	1980	37,38	1990	24,51	2000	28,50
1971	4,05	1981	36,67	1991	21,47	2001	24,43
1972	4,05	1982	33,67	1992	17,97	2002	25,06
1973	4,65	1983	30,40	1993	15,78	2003	28,83
1974	8,05	1984	29,36	1994	15,31	2004	38,27
1975	9,03	1985	28,00	1995	16,81	2005	54,28
1976	9,78	1986	15,10	1996	21,03		
1977	10,24	1987	19,20	1997	19,0		
1978	10,75	1988	15,97	1998	12,4		
1979	15,10	1989	19,58	1999	18,2		

Динамика цен основных сортов нефти приведена в табл. 1.52 [6].

Таблица 1.52

Цены различных сортов нефти (долл/барр) [6]

	Дубай	Брент	Форкадос	Западно-техасская
1	2	3	4	5
1972	1,90	–	–	–
1973	2,83	–	–	–
1974	10,41	–	–	–
1975	10,70	–	–	–
1976	11,63	12,80	12,87	12,32
1977	12,38	13,92	14,21	14,22
1978	13,03	14,02	13,65	14,55
1979	29,75	31,61	29,25	25,08
1980	35,69	36,83	36,98	37,96
1981	34,32	35,93	36,18	38,08
1982	31,80	32,97	33,29	33,65
1983	28,78	29,55	29,54	30,30
1984	28,07	28,66	28,88	29,39
1985	27,53	27,51	27,80	27,99
1986	12,95	14,38	14,39	15,04
1987	10,92	18,42	18,40	19,19
1988	13,19	14,96	14,99	15,97
1989	15,68	18,20	18,30	19,68
1990	20,50	23,81	23,85	24,52
1991	16,56	20,05	20,11	21,54
1992	17,21	19,37	19,61	20,57
1993	14,90	17,07	17,41	18,45
1994	14,76	15,98	16,25	17,21
1995	16,09	17,18	17,26	18,42
1996	18,56	20,81	21,16	22,16
1997	18,13	19,30	19,33	20,61
1998	12,16	13,11	12,62	14,39
1999	17,30	18,25	18,00	19,31
2000	26,24	28,98	28,42	30,37
2001	22,80	24,77	24,23	25,93
2002	23,85	25,19	25,04	26,16
2003	26,78	28,83	28,66	31,07
2004	33,64	38,27	38,13	41,49
2005	49,35	54,52	55,69	56,59

Источник: Piatt's

Приведенные в табл. 1.51–1.52 показатели рассчитаны как текущие, т.е. существовавшие в соответствующем году. Кроме того часто предпринимаются расчеты цен на нефть в неизменных ценах с учетом изменений в курсе валют и инфляции. В табл. 1.34 приведенные специалистами The Arab Petroleum Research Center данные о динамике цен на ближневосточную нефть, рассчитанных в неизменных ценах 1973 г.

Цена российской экспортной нефти Urals определяется на основе цены на европейскую нефть Brent, правда в последнее время из-за падения добычи на месторождении Брент цена европейской нефти определяется на основе нефтей трех месторождений (Brent, Fortis, Osborg) – нефть BFO. Разница в цене колеблется от 0,6 до 3,3 долл/барр., а в среднем составляет 1,0–1,5 долл/барр.

Сопоставление цен в реальном исчислении говорит о том, что в 2005 г. цены были выше, чем во время острейшего нефтяного кризиса в начале 80-х годов.

Динамика мировых цен на нефть в свете важнейших политических событий в период 1970–1998 гг. представлена на рис. 6.



Рис. 6. Динамика цен на нефть на фоне политических событий

Таблица 1.53

Цены на нефть (номинальные и в реальном исчислении), долл./барр.

Годы	номин.	реал.	Годы	номин.	реал.	Годы	номин.	реал.
1970	1,67	2,36	1982	32,38	17,13	1994	15,33	4,67
1971	2,03	2,67	1983	29,04	15,74	1995	16,86	4,76
1972	2,29	2,67	1984	28,20	15,98	1996	20,29	5,61
1973	3,05	3,05	1985	27,01	15,18	1997	18,68	5,42
1974	10,73	9,82	1986	13,53	6,02	1998	12,28	3,48
1975	10,73	8,70	1987	17,33	6,81	1999	17,50	5,09
1976	11,51	9,31	1988	14,24	5,13	2000	26,50	7,42
1977	12,39	9,10	1989	17,31	6,29	2001	23,00	6,44
1978	12,70	7,87	1990	22,26	7,05	2002	24,00	6,72
1979	17,25	9,46	1991	18,62	5,70	2003	28,80	7,86
1980	28,64	13,91	1992	18,44	5,33	2004	38,30	12,97
1981	32,51	16,39	1993	16,33	5,08	2005	54,30	17,70

В последнее время многими экспертами отмечено, что несмотря на отлаженность механизмов ценообразования, цены на нефть и динамика поставок нефти все еще хранят много непредсказуемого. Видимо поэтому на мировом нефтяном рынке появился парадокс – более влиятельной в сфере ценовых проблем, чем биржи, стала частная издательская компания Piatt's. Эта компетентная и высокопрофессиональная компания вовремя предупреждает нефтяных лидеров об опасности сосредоточения в одних руках слишком крупных пакетов фьючерсов базовых нефтей Brent, Дубай или Западнотехасская; именно Piatt's приняла предложение BP о принятии на вооружение марки WFO вместо Brent; именно ценовые раскладки и прогнозы Piatt's используются при анализе ситуации на нефтяном рынке. Такое положение издательской компании объясняется ее связями с правительственными и влиятельными организациями в США, а также с Лондонским Сити. Для компании Piatt's характерен анализ общеэкономической и политической ситуации, прогнозная интуиция и плотный контакт с высшими правительственными сферами, использование современных компьютерных программ и средств коммуникации.

1.6.4. Прогноз цен на нефть

Прогноз цен на нефть необходимо начать с исследования влияния важнейших факторов, воздействующих на ситуацию на нефтяном рынке. Эти факторы можно разделить на внешние (общеэкономические, политические, метеорологические) и технические (технология, позиции ведущих биржевых игроков, анализ волатильности (изменчивости) цены). Важно при прогнозе проанализировать как развивалась ситуация в прошлом, какие были приняты меры и какими были их последствия, т.е. выполнить ретроспективный анализ ситуаций о сколько ход политических событий, погодных изменений и прочих катаклизмов предугадать весьма трудно, остановимся на влиянии факторов, оказывающих заметное

влияние на цены на нефть, и одновременно поддающихся анализу и прогнозу.

Наиболее значимыми факторами следует считать состояние и темпы развития мировой экономики, прежде всего темпы изменения ВВП; далее следует отметить значение фактора научно-технического прогресса (новые технологии, материалы, средства коммуникации, альтернативные источники энергии и т.п.), затем стоит упомянуть состояние и прогноз достоверных и потенциальных запасов нефти. Обязательно стоит упомянуть о наличии свободных мощностей по добыче нефти в ряде стран, прежде всего, странах – членах ОПЕК. Важными являются институциональные изменения в нефтяном секторе, а также изменения в нефтяном законодательстве.

Среди факторов, имеющих значение, хотя и менее заметное, чем у перечисленных выше, надо отметить уровень запасов в бункерах и хранилищах, изменения валютных курсов и др.

Что касается влияния факторов, отмеченных как менее значимые, надо отметить, что их роль в процессе глобализации экономики заметно меняется. Если в период до 1998 г. весьма значительным было влияние политических факторов, под влиянием которых изменялось предложение нефти (политика эмбарго ОПЕК, военные конфликты на Ближнем Востоке), то нефтяной шок нынешнего периода имеет другую природу. Здесь более заметными становятся такие факторы, как изменение курса валют, ставки процента за кредит. Да и показатель изменения стратегического и коммерческих запасов нефти в США стал более весомым фактором, поскольку объявленные в США намерения сократить или увеличить размер запасов сразу же получают отклик на биржах, в то время как показатель соотношения спроса и предложения требует детальных расчетов.

Еще одним фактором, влияющим на рост цен, следует считать высокую степень загрузки мировых нефтеперерабатывающих мощностей. В 70–90 годы, когда степень загрузки нефтеперерабатывающих мощностей составляла 70–80%, этот фактор во внимание не принимался. Но уже в 2004 г. загрузка мощностей американских нефтеперерабатывающих заводов составила 91%, канадских – 97%, мексиканских – 98%. Оптимальным уровнем загрузки считается 85–90%, а уровень загрузки 95% (достигнут в США в 2005 г.) считается уже недопустимым, т.к. практически исчезает возможность маневра при изменении спроса на нефтепродукты. Некоторые эксперты, в первую очередь эксперты ОПЕК, считают достижение предельного значения загрузки мощностей по переработке нефти фундаментальным фактором роста цен на нефть.

Часть факторов, такие как темпы роста ВВП, оценка запасов, объемы хранения, последствия действий правительств в сфере нефтегазового бизнеса поддаются прогнозированию, существуют методы прогнозирования действия этих факторов. Часть факторов, влияющих на прогноз цен на нефть, прогнозированию не поддаются. Это – принципиальные научные открытия и технологические разработки, крупные техногенные и природные катастрофы, кардинальные политические изменения и военные конфликты, необратимые климатические сдвиги, аномальные экологические изменения.

Влияние роста ВВП – наиболее значимый фактор увеличения потребления нефти и, следовательно, роста цены на нее. Наоборот, экономические и финансовые кризисы, вызывающие падение ВВП, обуславливают сокращение спроса и, следовательно, снижение цен на нефть.

Научно-технические достижения ведут к уменьшению издержек разведки, добычи, транспортировки и хранения нефти и, таким образом, способствуют снижению цены на нее.

Фактор истощения запасов нефти как дамоклов меч висит над ценовой проблемой, приближая рост цены; в то же время сообщения о новых открытиях нефтеносных территорий действуют в обратном направлении.

Также двойственными являются действия правительств по изменению институционального статуса нефтяного сектора и нефтяных компаний, или по введению поощрительных или, наоборот, запретительных мер.

Переполненные бункеры и товарные хранилища – сигнал к снижению цен, истощение

стратегических запасов – сигнал к росту цен.

В табл. 1.54 представлен набор факторов и показано их влияние на изменение цены нефти.

Таблица 1.54

Факторы, влияющие на изменение цен на нефть

Снижение цены	Рост цены
Научно-технический прогресс (новые технологии, альтернативные источники энергии и т.п.)	
Экономические и финансовые кризисы (снижение спроса на нефть)	Рост ВВП (рост спроса на нефть)
Сообщения об открытии новых запасов	Истощение запасов
Свободные мощности нефтедобывающих стран	
Поощрительные законодательные акты	Запретительные законодательные акты
Превышение стратегических запасов над оптимальным уровнем	Сокращение стратегических запасов
Теплая зима	Холодная зима

В последнее время важнейшим фактором, влияющим на изменение цены, стало принятие концепции «коридора цен». Оптимальный уровень ценового коридора (22–28 долл/барр.) поддерживался на протяжении достаточно длительного времени механизмом квот для стран ОПЕК, поставляющим почти 40% нефти на мировой рынок.

Резкий подъем цен в 2002–2005 гг. привел к тому, что этот «коридор цен» стал достоянием истории. ОПЕК воздерживается от определения нового ценового коридора, однако многие аналитики считают, что такой неформальный коридор существует. Предполагается, что ОПЕК будет поддерживать коридор цен в интервале 50–65 долл./барр., считая, что такой уровень не будет мешать росту мировой экономики и обеспечит масштабный приток нефтедолларов в страны – экспортеры нефти [49].

Среди наиболее влиятельных и авторитетных организаций, разрабатывающих прогнозы цен на нефть, следует назвать, прежде всего, международные и государственные организации (Международное энергетическое агентство (МЭА), Министерство энергетики США, Мировой энергетический совет, Азиатско-Тихоокеанский исследовательский центр и др.). Среди частных организаций могут быть упомянуты Центр глобальных энергетических исследований (Лондон), Петролеум консультанте (Женева), секретариат ОПЕК, Америкен секьюрити анализис, а также издательская компания Piatt's, журналы Oil and Gas Journal, Petroleum Intellegence Weekly, Petroleum Economist и др. Краткосрочные и долгосрочные прогнозы цен разрабатывают практически все крупнейшие нефтяные компании, многие банки, инвестиционные компании и другие финансовые организации. В частности, в 2005 г. компания Shell подготовила «Глобальные сценарии до 2025 г.», а компания Exxon Mobil «Энергетическое обозрение. Прогноз до 2030 г.», в которых был сделан в том числе прогноз цен на нефть.

Ниже обобщены некоторые методические вопросы прогнозирования цен.

Прогноз начинается с определения возможных темпов ВВП (стоимость потребленных населением товаров и услуг, гос. закупки, инвестиции, сальдо внешнеторгового баланса) по различным сценариям по миру в целом, по группе стран и отдельным странам. По прогнозу экспертов МЭА на период до 2020 г. (вероятный сценарий) мировая экономика будет развиваться со среднегодовым темпом роста ВВП 3,1%, в т.ч. в промышленно развитых странах – 1,8–2,1%, странах с переходной экономикой – 3,3%, развивающихся странах – 2,5–5,5% (наивысшие темпы в Китае и странах ЮВА).

По более позднему прогнозу, выполненному Департаментом информации Министерства энергетики США, рост ВВП в мире в период 2005–2025 гг. составит 3,0%, в странах Организации по экономическому сотрудничеству и развитию – 2,4%, развивающихся странах – 4,6%, в том числе в Китае – 6,4%, в России – 3,8%. По прогнозу экспертов ОПЕК темп роста ВВП в мире в этот период составит 3,6% в год, в развитых странах ОЭСР – 2,5%, развивающихся странах – 5%, в России и странах Восточной Европы –

3,6% [19].

Второй этап прогноза – предсказание численности населения в период до 2020 г. (по мнению экспертов темп роста населения мира – 1,21% в год). Темпы по регионам колеблются от 0,01% (Европа, страны с переходной экономикой) до 2,47% (Ближний и Средний Восток). Численность населения мира, составлявшая в 1995 г. 5,5 млрд чел., достигнет в 2020 г. 7,0 млрд чел. Предполагают, что в этот период по численности населения Индия обгонит Китай.

На базе прогноза темпов роста ВВП и численности населения выполняется прогноз прироста ВВП (на душу населения).

Третий этап прогнозирования заключается в разработке прогноза энергопотребления. Эксперты МЭА предсказывают сохранение высоких темпов роста (2% в год до 13,7 трлн тут). Изменения в географической структуре потребления энергоресурсов ожидаются следующими: снижение доли промышленно развитых стран Сев. Америки, Западной Европы, Японии, рост удельного веса развивающихся стран, особенно Китая и Индии. Изменения в структуре топливно-энергетического баланса состоят в росте доли природного газа, снижении доли угля и незначительном (с 40 до 38%) снижении доли нефти.

По более позднему прогнозу Департамента информации Министерства энергетики США суммарный спрос на энергию в мире в период 2005–2025 гг. составит 1,8%, развивающихся странах – 2,7%, развитых странах ОЭСР – 1,2%, России – 1,3% [19].

На следующем этапе на базе прогноза потребности в энергоносителях и изменений в структуре топливно-энергетического баланса определяется прогноз потребления нефти, (темп роста 1,9%, в основном за счет развивающихся стран – Китая (4,6%), стран Южной Азии (4,2%), Дальнего Востока (3,6%), Африки и Латинской Америки (2,5%). Изменения географической структуры потребления нефти в перспективе таковы – снижение удельного веса промышленно развитых стран, увеличение доли развивающихся стран. В целом по миру потребление нефти возрастет с 3,5 млрд т в 2002 г. до 4,5 млрд т в 2010 г. и до 5,3 млрд т в 2020 г. Структура потребления нефти изменится незначительно – основным останется транспортный комплекс, несмотря на наступление альтернативных топлив.

По более позднему прогнозу Департамента информации Министерства энергетики США рост спроса на нефть в период 2005–2025 гг. составит в целом по миру 2,2%, в развитых странах ОЭСР – 1,8%, развивающихся странах – 2,9%, России – 1,6%. Мировой спрос на нефть в 2025 г. оценивается на уровне 5,2 млрд т (по прогнозу экспертов ОПЕК – 4,9 млрд т). Мировая добыча в 2025 г. составит по прогнозам Департамента информации Министерства энергетики США 6,0 млрд т (по оценке экспертов ОПЕК – 5,8 млрд т [19].

Эксперты считают, что мировая нефтяная промышленность в состоянии удовлетворить прогнозируемый спрос на 2020 г. по регионам.

Североамериканский спрос будет удовлетворяться за счет собственной, хотя и понижающейся добычи в США, притока из Канады (особенно в свете расширения добычи из битуминозных песков), Мексики, Саудовской Аравии и подконтрольного Ирака, стран Западной Африки и, возможно, пока в небольших объемах – из России. Эксперты считают, что еще недостаточно изучены резервы суши и шельфа Мексиканского залива. Добыча нефти на Аляске будет снижаться.

Страны Центральной и Южной Америки также будут удовлетворять растущий спрос за счет собственных резервов, а именно, добычи нефти в Венесуэле, где большие перспективы имеют т.н. тяжелые нефти Ориноко, запасы которых весьма велики; намечен рост добычи в Бразилии, Колумбии и др. странах.

В Европе добыча нефти будет снижаться, особенно, в период после 2005 г. Хотя имеются новые месторождения в Норвежском и Баренцевом морях, однако они не смогут покрыть падение добычи на месторождениях Северного моря. В Европе усилится конкуренция поставщиков: России, стран Северной Африки и Ближнего Востока, а также поставок из региона Каспия.

В Африке еще недостаточно изучен африканский нефтяной пояс, простирающийся от

североафриканских берегов Средиземного моря (Алжир, Ливия, Египет) до северо-западных берегов Атлантического океана (Нигерия) и Западной Африки (Ангола, Конго и др.).

Регион Ближнего и Среднего Востока обладает наибольшими запасами и имеет значительные возможности дальнейшего наращивания добычи, что названо экспертами «вызов ОПЕК».

В Азиатско-Тихоокеанском регионе крупных источников нефти нет. Прирост добычи в регионе будет незначительный, зато спрос будет расти; в первую очередь за счет развивающихся многонаселенных стран (Индия, Китай, Пакистан). На азиатском рынке, где преобладают поставки из ближневосточных стран, ожидаются новые потоки нефти в регион (из России, Казахстана).

Выявление соотношения между спросом и предложением на перспективу является заключительной частью подготовительного этапа прогноза цен на нефть.

Далее следует ретроспективный анализ цен, выявление схожих ситуаций и способов разрешения конфликтов. Наряду с анализом прогноза спроса и предложения оцениваются указанные выше факторы, как долгосрочные, так и конъюнктурные.

Как правило, при прогнозировании цен используется сценарный подход. Чаще всего разрабатываются три сценария: низкие цены, слабоповышательная тенденция (при ежегодных колебаниях), высокие цены.

При разработке сценариев полезно учесть долгосрочные тенденции развития нефтяного рынка:

- 1) Цены будут благоприятствовать инвестиционным процессам в нефтяном комплексе (концепция слабого роста цен);
- 2) Усилится зависимость стран-потребителей от внешних поставок;
- 3) Усилится процесс регионализации торговли;
- 4) Резко возрастет влияние фактора охраны среды;
- 5) Усилится процесс энергосбережения;
- 6) Усилится роль научно-технического прогресса, особенно заметным будет влияние на издержки разведки и добычи нефти, совершенствование транспортной инфраструктуры;
- 7) Возродится концепция «коридора цен», но на более высоком уровне, чем раньше (был 22–28 долл./барр.);
- 8) Усилится конкуренция с природным газом благодаря развитию технологий переработки газа в синтетические жидкие топлива.

Ниже приведены разработки ряда прогнозов цен на нефть, сделанные в последние годы разными организациями.

В середине 1997 г. ряд авторитетных исследовательских организаций выполнили долгосрочный прогноз цен на нефть. В разработке прогноза приняли участие Агентство по энергетической информации администрации США (Energy Information Administration – EIA), английское издательство Petroleum Economist Ltd – PEL, исследовательский центр американского издательства DRI – McGraw Hill – DRI, консалтинговая фирма WEFA – Group – WEFA, Институт исследований в газовой промышленности – GRI, группа по исследованию природных ресурсов Канады – NRC, калифорнийская энергетическая комиссия – CEC. Результаты прогноза приведены в табл. 1.55.

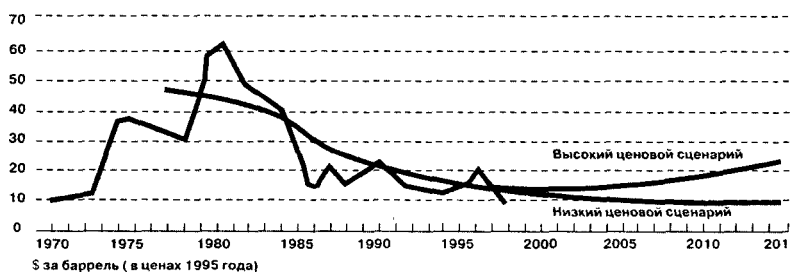
Таблица 1.55

Прогноз мировых цен на нефть, долл./барр.

Организация, сделавшая прогноз	2000 г.	2005 г.	2010 г.
IEA			
– низкий ценовой сценарий	13,5	14,25	14,65
– высокий ценовой сценарий	19,3	21,5	24,1
PEL	15,0	14,1	15,0
DRI	20,0	24,7	28,1
WEFA	18,7	20,4	21,4
GRI	18,6	без оценки	20,5
NRC	20,0	22,0	22,0
CEC	21,0	23,3	25,6

Как видно из приведенных данных, большинство экспертов предсказывало, что уровень цен на нефть будет иметь слабopовышательную тенденцию (долл/барр.): 2000 г. – 19; 2005 г. – 22; 2010 г. – 24. Лишь эксперты журнала *Petroleum Economist* и, в одном из вариантов, специалисты из агентства энергетической информации администрации США предсказывали низкий уровень цен, что соответствовало большинству прогнозов того времени.

Один из прогнозов ЕИА, дополненный расчетами специалистов российского журнала *Эксперт*, интересен тем, что динамика цен (рис. 7) построена не в текущих, а в неизменных ценах 1995 г.



Источники: Energy Information Administration (USA), собственные расчеты – «Эксперта»

Рис.7. Мировые цены на нефть 1970–2015 гг.

Большинство экспертов в тот период считали, что цены на нефть имеют долгосрочную тенденцию к снижению. Этому способствовало: наличие значительных запасов нефти, основная часть которых приходится на страны с наиболее низкими издержками добычи; технологический прорыв в разведке, освоении и добыче как на суше, так и на морском шельфе с помощью плавающих буровых платформ, начиненных ультрасовременной техникой; постоянная и непрекращающаяся конкуренция между независимыми нефтепроизводителями и ОПЕК. Перечисленные факторы поддержания цены на нефть на низком уровне, как считали эксперты, имеют долговременный характер.

Считалось, что факторы, определяющие повышательную тенденцию цены нефти, имеют краткосрочный характер. К ним относится фактор изменения политической ситуации, прежде всего, обострение положения в ближневосточном регионе из-за арабо-израильского противостояния; сюда же относятся возможности обострения политической ситуации в других нефтедобывающих странах, действия террористов во всем мире, в т.ч. и на нефтяных коммуникациях и т.п. Как показал исторический опыт, пики подъема цен приходились как раз на период военных конфликтов, так что последствия подобного рода фактора могут быть весьма заметными. В то же время мировое сообщество постепенно вырабатывает стратегию и тактику смягчения международной напряженности, прекращения региональных конфликтов, борьбы с терроризмом.

Ряд экспертов, выполнявших прогноз в 2004 г., сходились во мнении, что изменение соотношения предложения и спроса на нефть в пользу спроса при активных действиях потребителей можно реально ожидать не ранее 2005–2006 гг. Предполагали, что на ближайшие 3–5 лет цены на нефть и нефтепродукты сохранятся на достаточно высоком уровне. Предсказанное падение цен на нефть до уровня 17–15 долл/барр. из-за снятия санкций ООН с Ирака и выхода Ирака на мировой рынок, не оправдалось. По мнению экспертов при умеренной активности рынка цены в ближайшие годы должны были приблизиться к нижней границе оптимального ценового коридора. Результаты прогноза того времени приведены в табл. 1.56. По мнению специалистов консалтинговой фирмы *Petroconsultants* (Женева), рост добычи нефти в ближневосточном регионе прекратится не ранее 2010 г., после чего будет наблюдаться серьезный рост цен на нефть, что повлечет за собой снижение темпов роста спроса и стабилизацию добычи на период до 2020 г. Пессимистические оценки в отношении мировых цен на нефть на ближайшую перспективу делали эксперты, считавшие, что страны ОПЕК не будут соблюдать квоты, увеличатся поставки иракской нефти, возрастет роль независимых поставщиков нефти, включая Россию. В этом случае прогнозировались цены на уровне 16–18 долл/барр.

Таблица 1.56

Прогноз цен на нефть (спот) и газ

	Нефть, долл./барр.	Газ, долл./тыс.куб.м
При средней активности рынка		
2002 г.	23,95	111,6
2003 г.	23,24	114,8
2004 г.	22,77	115,9
2005 г.	22,42	117,7
2006 г.	22,30	119,2
Макс.	30,0	198,0
Активные действия потребителей		
2002 г.	22,0	99,0
2003 г.	21,67	102,2
2004 г.	22,67	99,0
2005 г.	23,33	101,8
2006 г.	23,67	105,1
Макс.	27,44	117,0

Однако имелись и другие мнения. Считалось, что рост мирового потребления нефтепродуктов в двигателях автомобилей, тепловозов, самолетов, в производстве электроэнергии темпом в 2% в год в период до 2020 г. в основном за счет развивающихся стран приведет к постепенному исчерпанию запасов и вызовет раскручивание спирали цен на нефть. Так что тогдашний коридор цен в 22–28 долл./барр. считался временным явлением. Из этого анализа сделан далеко идущий вывод: поскольку практически повсюду, за исключением США, программы разработки альтернативных топлив находятся в зачаточном состоянии, страны, сумевшие в силу разных причин сохранить солидные запасы нефти в своих недрах (в их числе, безусловно, Россия) окажутся в весьма выгодном положении. Более того, поскольку Россия обладает крупнейшими в мире запасами природного газа, который можно рассматривать как альтернативный вид моторного топлива (сжатый, сжиженный газ, синтетическое жидкое топливо из газа), положение России на мировом энергетическом рынке может значительно упрочиться.

Имелась еще одна точка зрения. Отдельные аналитики считали, что происходящие сейчас на мировом рынке нефти события есть не только результат финансовых кризисов и политических потрясений, но и проявление цикличности в развитии нефтяного сектора мира. Аналитики до сих пор говорят о длинных и коротких циклах в колебаниях цен на нефть, измеряемых, соответственно, годами и месяцами. Как считал бывший в свое время министром нефтяной промышленности Венесуэлы Эрвин Ариэтта, в силу цикличности события, подобные кризису 70-х годов (рост цены), середины 80-х годов (падение цены), 1997–1998 гг. (падение цены), кризис начала XXI века (рост цен), будут происходить в дальнейшем независимо от предпринимаемых производителями мер.

Ссылаясь на уже упомянутые прогнозы развития мирового нефтяного рынка на период 2005–2025 гг., сделанные Департаментом информации Министерства энергетики США и экспертами ОПЕК, ниже представлен прогноз цен на нефть в этот период (табл. 1.57) [19].

Таблица 1.57

Прогноз цен на нефть в период до 2025 г. (в долл./барр. в долларах 2002 г.)

Сценарии	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Базовый	24,17	25,07	26,02	27,0
Сценарий высоких цен	33,27	34,23	34,63	35,03
Сценарий низких цен	16,98	16,98	16,98	16,98

Исходя из приведенных данных можно оценить, каковы будут текущие цены в 2025 г. – 51 долл./барр.

Большинство экспертов считают, что в настоящее время на мировом нефтяном рынке действует ряд достаточно устойчивых повышающих факторов. Главный из них – рост спроса на нефть в ряде развивающихся стран, прежде всего, в Китае, Индии, Бразилии, Пакистане и

др. Особенно следует отметить высокие и, главное, устойчивые темпы роста потребления нефти в Китае. В 2004 г. Китай вышел на второе место в мире по потреблению нефти после США, обогнав при этом Японию. По мнению одного из виднейших нефтяных экспертов Даниэля Йергина Китай является одним из решающих и непредсказуемых игроков на мировом рынке нефти, одним из наиболее динамичных элементов мирового рынка. Непредсказуемость Китая определяется тем, что руководство этой страны обеспокоено слишком бурным ростом экономики, понимая, что рано или поздно может произойти «перегрев» и на смену роста придет стагнация. Но это лишь предположение. Кроме намечаемого роста спроса на нефть в Китае и других развивающихся странах можно предположить также создание в них товарных запасов нефти, которые существуют пока лишь в индустриально развитых странах. Процесс формирования товарных запасов уже начался в Китае и Индии. Это будет производить дополнительный прессинг на мировой рынок нефти, подобно тому, который производит изменение товарных запасов в США.

Вторым существенным фактором, поддерживающим повышательную тенденцию динамики цен на нефть, ряд экспертов считают тот факт, что ОПЕК уже не так жестко контролирует рынок нефти, как раньше. Хотя представители нефтяного картеля заявляют о том, что они могут увеличить добычу нефти на 500–1000 тыс. барр./сутки, имеется мнение, что большинство стран ОПЕК добывают нефть в объемах, соответствующих их предельным мощностям. В период 2006–2010 гг. страны – члены ОПЕК планируют расширить добывающие мощности, но это потребует значительных капиталовложений. Могут увеличить добычу нефти другие нефтедобывающие страны – Бразилия, Нигерия, Ангола, Казахстан, Азербайджан, Россия. Но для того, чтобы нефть из этих стран дошла до потребителей, необходимы огромные инвестиции.

Реальные капитальные затраты увеличения мировой добычи нефти на 2% в год при скорости истощения запасов 4,5% окажутся на уровне 105 млрд долл. Возрастут и издержки: затраты на поиск и разведку возрастут с 5 долл./барр. в 2005 г. до 7 долл./барр. в 2010 г.; на разработку месторождений с 7 до 10 долл./барр. и промысловые расходы с 9 до 14 долл./барр. [50].

Некоторые эксперты придают большое значение фактору заметного исчерпания запасов нефти и предсказывают, что рост цен на нефть в долгосрочной перспективе не прекратится, точно также как не будут исчерпаны ее запасы в земной коре [51]. Мотивировки эксперта основаны, во-первых, на признании факта, что начиная с 1985 г. в мировой нефтедобыче объемы извлекаемой нефти стали больше прироста ее запасов; во-вторых, на скептической оценке возможности существенного расширения доступных ресурсов за счет технологических достижений в области разведки и, в-третьих, на оценке необходимых капиталовложений, поскольку за последние 30 лет прирост добычи нефти с 2,5 млрд т/год до 4,0 млрд т/год потребовал ежегодных затрат на добычу с 10 млрд долл. до свыше 160 млрд долл., т.е. более чем в 16 раз. В связи с этим эксперт не исключает возможности роста цены нефти в перспективе до 100 долл./барр. и выше.

Третий фактор, «загоняющий» нефтяные цены на невиданные до этого высоты – нестабильная политическая ситуация в регионе Ближнего Востока. Иракский кризис, постоянная конфронтация Израиля с арабскими странами, иранское «ядерное досье» и др. конфликты делают ситуацию в этом регионе нестабильной. Не следует сбрасывать со счетов и конфликтные ситуации в других странах – производителях нефти в частности, повстанческое движение в Нигерии, конфликты в Венесуэле и др.

Свой вклад в повышение цен на нефть внесла валютная политика США. Растущий дефицит бюджета вынудил США по сути дела отказаться от сильного доллара, чтобы как можно скорее сократить дисбаланс своей экономики. Нефть же торгуется именно в долларах и, соответственно, снижение курса доллара по отношению к евро и йене добавило неплохую премию к цене нефти [52].

Немалый взнос в ситуацию с высокими ценами на нефть вносит спекулятивный фактор. Трейдеры используют любой предлог, чтобы поднять цены, особенно пользуясь сохранением

геополитической напряженности в мире.

Однако следует отметить, что значимость факторов роста цен на нефть с течением времени меняется. Если прежние нефтяные шоки были вызваны главным образом политическими кризисами (сокращение поставок странами ОПЕК) или военными конфликтами, то нефтяной шок 2003–2005 гг. вызван преимущественно экономическими факторами.

Выше было показано, что за период 2002–2005 гг. цены сделали заметный скачок вверх, но спада мировой экономики не последовало. Более того, в этот период темпы развития мировой экономики были выше, чем среднегодовые темпы за последние 30 лет. В этой связи ряд экспертов сделал вывод, что за последние годы экономика развитых стран изменилась и в определенном смысле приспособилась к высоким ценам на нефть [53, 54].

Цены на нефть являются одним из основных индикаторов мировой экономики. Увеличение цен приводит к перераспределению финансовых потоков и вносит коррективы в мировую торговлю. Воздействие данного фактора на экономику той или иной страны меняется в зависимости от доли расходов на нефть в национальном доходе. Чем выше цены на нефть и чем дольше такое положение сохраняется, тем сильнее общее воздействие на страну с точки зрения макроэкономики. Рост цен на нефть также влияет на изменение торгового баланса и обменного курса. В долгосрочном плане усиливается инфляция и растет безработица. Подобные последствия влияния высоких цен на экономику развитых стран ощущались в последние тридцать лет. Однако анализ воздействия высоких нефтяных цен на экономику развитых стран показал, что ситуация в период 2002–2005 гг. изменилась.

Если раньше периоды подъема цен на нефть сопровождались снижением темпов роста ВВП, то в период 2002–2005 гг. рост цен на нефть не вызвал снижения темпов роста ВВП в странах ОЭСР (Организации экономического сотрудничества и развития) и нескольких государствах в Азии. Природа соотношения между ценами на нефть и темпами экономического роста неоднозначна. Причинно-следственная связь между этими показателями изучена недостаточно и не всегда ясно, почему в отдельных странах она имеет прямую зависимость, а в других – обратную. Но эксперты сходятся во мнении, что известная модель Международного валютного фонда, согласно которой повышение цены нефти на 10 долл./барр. приводит к сокращению темпов роста мирового ВВП на 0,75%, уже не действует, что подтверждается статистическими данными по развитию мировой экономики в целом и отдельных стран в частности.

Причинами изменения характера соотношений между ростом цен на нефть и темпами экономического роста в период 2002–2005 гг. следует считать: обесценение доллара, рост государственных расходов, сохранение низкой процентной ставки, рост реальных доходов населения, изменение структуры экономики и, в частности, роли транспортного сектора и ряд других событий.

Ослабление доллара по отношению к другим валютам развитых стран привело к тому, что высокие текущие цены на нефть, торгуемую в долларах, не так сильно сказываются в европейских странах и Японии из-за того, что доллар «упал» по отношению к евро и йене.

В период 2002–2005 гг. в ряде стран, прежде всего в США происходил заметный рост государственных расходов. Если раньше рост цен приводил к уменьшению государственных расходов стран – потребителей нефти, то в последнее время такого не происходило.

Известно, что в период роста цен на нефть (1973, 1979–80, 1988, 1994, 1999 годы) процентная ставка росла. В период же 2002–2005 гг. процентная ставка находилась на исторически самом низком уровне при том, что цены на нефть росли. Низкие процентные ставки стимулировали экономический рост. Свободный и относительно дешевый капитал двинулся на сырьевые рынки, а не в финансовую сферу, где бы он спровоцировал инфляцию. Профессор Джеффри Френкель из Гарвардского университета обнаружил относительную пропорциональность между процентными ставками и индексом цен на основные сырьевые товары на массиве данных за 1950–2003 гг., что подтверждает вывод о том, что политика Федеральной резервной системы США обусловила скачок цен на мировом рынке нефти [55].

В предыдущие периоды в развитых странах, в первую очередь, в США росли реальные доходы населения, в то время как цены на нефть то поднимались, то опускались. При этом рост доходов опережал рост цен, что дало основание назвать это явление «эффектом дохода». Этот эффект обусловил неизменность поведения американцев при приобретении нефтепродуктов (большие доходы позволяли им покупать в период 2002–2005 гг. по крайней мере не меньшее количество более дорогих нефтепродуктов).

Немалую роль сыграли и структурные перестройки в экономике развитых стран, в которой доля отраслей тяжелой промышленности, потребляющих много энергоресурсов, уменьшилась, а доля относительно низкоэнергоемких отраслей машиностроения, электроники, фармацевтической и биотехнологической промышленности увеличилась. Даже при росте физических объемов импорта нефти и нефтепродуктов его доля в ВВП осталась стабильной и даже снижалась.

Вышеперечисленное дало основания ряду экспертов сделать вывод, что экономики развитых стран постепенно приспособились к высоким ценам на нефть, или, как выражаются некоторые эксперты, произошла «самонастройка» глобальной экономики в условиях высоких цен на нефть.

Как же будет развиваться динамика цен дальше? По всей вероятности не все из указанных факторов изменения макропоказателей, имевших место в период 2002–2005 гг., сохранятся в последующих периодах. В частности, Федеральная резервная система США и вслед за ней Европейский банк стали увеличивать процентную ставку. Теоретически возможно и укрепление доллара, хотя ряд экспертов не видят фундаментальных причин для этого. Вполне возможен сценарий более сдержанных темпов роста спроса на нефть, в первую очередь, в Китае и других развивающихся странах. На подходе крупные установки по производству синтетических жидких топлив из природного газа и других альтернативных видов топлива. Вполне допустимо снижение влияния спекулятивного фактора при формировании цен на нефть. Организация Объединенных Наций, другие международные институты, страны-посредники прилагают большие усилия для смягчения обстановки в регионе Ближнего Востока. Имеется мнение, что формирующаяся в современном глобализуемом мире новая финансовая система, имеющая больше, чем раньше, точек опоры и меньше возможностей для создания перекосов, приведет к большей устойчивости мирового экономического развития и, соответственно, уменьшению значительного колебания цен на нефть. По всей вероятности сохранится «коридор цен» на нефть, который будет находиться в интервале 35–45 долл./барр. И вообще, у ряда экспертов появились некие предощущения, которые говорят о том, что нефтяной рынок близок к развороту и началу нисходящего тренда. Ряд экспертов считает, что все тенденции на повышение цен себя исчерпали и в конце 2006 г. и 2007 г. начнется коррекция цен. Причинами называют замедление темпов экономического роста, цикличность развития фондовых рынков, характер динамики платежеспособного спроса, ограничивающей рост цен на нефть [55].

1.7. Организация стран – экспортеров нефти (ОПЕК)

1.7.1. История возникновения организации

К концу 50-х годов ряд нефтедобывающих стран освободились от колониальной зависимости или от полного подчинения своей нефтяной промышленности иностранным нефтяным компаниям. Благодаря растущему спросу на нефть смогли увеличить добычу нефтедобывающие страны ближневосточного региона, Африки, Латинской Америки и Азии. Эти страны решили объединиться для того, чтобы упрочить свое положение на мировом нефтяном рынке.

Идея консолидации усилий нефтедобывающих стран, находящихся в зависимости от транснациональных нефтяных компаний, вызревала постепенно, но непосредственной причиной явились установленные сначала (1959 г.) компанией British Petroleum скидки с официальной цены на 10%, а затем (1960 г.) компаниями-монополистами еще одна скидка с

цены, причем без предупреждения и предварительных консультаций. Поскольку добывающие страны получали в то время доход (50%) именно от официальной цены, эти скидки серьезно ударили по их бюджетам и вызвали со стороны нефтедобывающих стран бурную реакцию.

Инициаторами создания организации стран – экспортеров нефти были министр нефти Саудовской Аравии шейх Абдулла Тарики и министр нефтяной промышленности Венесуэлы Хуан Пабло Перес Альфонзо.

Организации нового нефтяного союза предшествовали Заседание Лиги арабских стран в 1959 г. и Арабский нефтяной конгресс в Каире в июле 1960 г., на котором были оговорены контуры будущего союза. Позднее, в августе 1960 г. в Багдаде была создана ОПЕК. ОПЕК была зарегистрирована в Организации Объединенных Наций 6 сентября 1962 г. (резолюция № 363). В состав организации вошли Саудовская Аравия, Венесуэла, Кувейт, Иран и Ирак. Катар был включен в качестве ассоциированного участника ОПЕК. С сентября 1960 г. начали работать комиссии ОПЕК. Устав ОПЕК был утвержден на 2-ой конференции в Каракасе (Венесуэла) 15–21 января 1961 г. В 1965 г. устав был полностью пересмотрен и в дальнейшем в него вносились изменения и дополнения. В 1961 г. Катар стал полноправным членом ОПЕК. В 1962 г. в состав организации были приняты Индонезия и Ливия, в 1967 г. – Объединенные Арабские Эмираты, в 1969 г. – Алжир, в 1971 г. – Нигерия, в 1973 г. – Эквадор, в 1975 г. – Габон. Эквадор прекратил свою деятельность в ОПЕК в 1962 г., Габон – в 1995 г. В 1963 г. была принята Декларация «О нефтяной политике стран – членов ОПЕК».

Цели ОПЕК: 1) координация и унификация нефтяной политики стран-участниц; 2) изыскание путей и способов обеспечения стабильных цен на международных нефтяных рынках; 3) обеспечение устойчивых доходов стран-участниц; 4) содействие организации эффективных и регулярных поставок нефти потребителям; 5) обеспечение справедливых доходов по инвестициям в нефтяном секторе; 6) охрана окружающей среды в интересах нынешних и будущих поколений; 7) сотрудничество со странами – нечленами ОПЕК в целях реализации инициатив по стабилизации мирового рынка нефти.

Правительства стран – членов ОПЕК согласно принятой Декларации должны стремиться самостоятельно разрабатывать свои запасы нефти. Правительства стран – членов ОПЕК получили право создавать совместные организации с иностранными партнерами. Справочные цены на нефть должны формироваться Правительствами стран – членов ОПЕК и регулярно пересматриваться.

Страны – производители нефти, объединившись в ОПЕК, создали, по сути дела, картельный союз, способный регулировать мировую цену на нефть и играть ведущую роль на мировом нефтяном рынке.

На волне высоких доходов от нефти ОПЕК создал Фонд международного развития ОПЕК – многосторонний финансовый институт в области развития. Фонд призван содействовать сотрудничеству между государствами – членами ОПЕК и другими развивающимися странами. Фонд ОПЕК предоставляет займы (на льготных условиях) трех видов: для проектов, программ и поддержки платежного баланса. Ресурсы Фонда состоят из добровольных взносов государств-членов и прибылей, полученных за счет инвестиционных и кредитных операций Фонда.

1.7.2. Деятельность ОПЕК

Высшим органом ОПЕК является Конференция министров нефти стран-участниц, которая собирается два раза в году (в кризисной ситуации – чаще). Каждая страна представлена одним голосом независимо от размера запасов и объема добываемой нефти. Конференция определяет основные направления политики ОПЕК, пути и средства их практического осуществления и принимает решения по докладам и рекомендациям, представляемым Советом управляющих, а также по бюджету. Она поручает Совету подготовку докладов и рекомендаций по любым вопросам, представляющим интерес для организации. Конференция образует и сам Совет управляющих (по одному представителю от

страны, как правило, – это министры нефти, добывающей промышленности или энергетики). Она же выбирает президента и назначает генерального секретаря организации. Конференция имеет ряд комитетов, важнейшими из которых являются: Комитет по долгосрочной стратегии, рассматривающий вопросы стратегии в области цен и добычи, а также взаимоотношений с другими странами; «Группа пяти» – обеспечение разработки механизмов регулирования цен и контроль за ними; «Комитет пяти» – анализ развития динамики цен. Вторым руководящим органом ОПЕК является Исполнительный комитет (Совет управляющих), который разрабатывает рекомендации и предложения, подготавливает доклады и повестку дня для заседаний Конференции. Председатель Исполкома (Президент ОПЕК) сменяется ежегодно, им по очереди становится избираемый представитель каждой страны. В период между созывами Конференций действует Секретариат ОПЕК.

Важную роль в работе ОПЕК и разработке ее долгосрочной стратегии играет расположенный в Лондоне «мозговой центр» организации – Центр глобальных энергетических исследований.

На первых этапах своей деятельности ОПЕК направила усилия на организацию справедливого распределения дохода от добычи и экспорта нефти. ОПЕК не устраивало, что иностранные компании контролировали весь процесс добычи и транспортировки нефти в ближневосточном регионе, получая 75% доходов. При ценах на нефть в то время порядка 2–2,5 долл/барр., арабские страны оставались практически ни с чем. ОПЕК настояла, чтобы плата за восполнение невозпроизводимых ресурсов (роялти) стала отделяться от подоходного налога и превратилась в отдельный вид платежей. ОПЕК настояла, чтобы базой для подсчета платежей стали справочные цены, а не контрактные, которые в условиях конкуренции были ниже справочных. ОПЕК потребовала и добилась увеличения ставки налога на прибыль корпораций. Ею были ликвидированы скидки со справочных цен, которые ранее предоставлялись компаниям. В дальнейшем ОПЕК выставила требования компенсации в случае снижения курса доллара и добилась привязки цен к курсу корзины из 12 наиболее устойчивых валют.

Однако «золотым веком» ОПЕК можно считать 70-е годы. После египетско-израильской войны в октябре 1973 г. ОПЕК приняла ряд важнейших решений, определивших судьбу нефтяного рынка в период 1974–1979 гг. 17 октября 1973 г. ОПЕК приняла решение о нефтяной блокаде стран, поддержавших Израиль, 19–20 октября – об эмбарго в отношении США, 23–28 октября – об эмбарго в отношении Голландии, 5 ноября – о сокращении поставок нефти на 25%, 23 ноября – об эмбарго в отношении Португалии, Родезии и ЮАР. Меры оказали воздействие на рынок нефти: цена ее резко пошла вверх, совершив скачки в 1974 г. и 1980 г. В этот период страны ОПЕК получали максимальные доходы от добычи и экспорта нефти.

Страны – члены ОПЕК, особенно арабские, сделали огромные вливания нефтедолларов в экономику своих стран. Они сумели не только обеспечить рост нефтяного хозяйства, но вложили средства в развитие производственной и социальной инфраструктуры, создание базовых отраслей (металлургия, электроэнергетика), стали углублять переработку нефти (развитие нефтепереработки и нефтехимии), стали использовать попутный нефтяной газ как топливо и нефтехимическое сырье, началось производство сжиженного природного газа. Была создана мощная банковская система, получил распространение туризм. Свободные средства стали вкладываться в отрасли по переработке нефти в развитых странах, обеспечивая тем самым устойчивый спрос.

Министры нефтяной промышленности стран – членов ОПЕК собираются ежегодно на свои встречи в штаб-квартире, которая расположилась почти в центре Вены на берегу реки и которую хорошо знают в мире по сокращенной аббревиатуре – ОПЕК.

Для тех, кто входит в здание Секретариата ОПЕК, первое, что привлекает внимание, это 2,5×5 метров настенное панно «Вода жизни» (гравировка по тиковому дереву), ставшее своеобразным мифологическим воплощением деятельности организации. В 1994 г. Индонезия преподнесла его в дар ОПЕК. На панно изображено индонезийское божество

Бхима (воплощение ОПЕК), держащее сосуд с «водой жизни» (воплощение нефти) в окружении многочисленных персонажей (страны мира). В соответствии с легендой, духовный наставник поручил Бхиме отыскать «воду жизни», и последнему пришлось предпринять множество усилий, прежде чем поручение было выполнено. Создатели произведения считают, что трудности, с которыми пришлось столкнуться Бхиме в своих поисках, во многом созвучны с проблемами, возникавшими перед ОПЕК за годы ее существования в плане нахождения смысла ее деятельности во благо народов стран – членов организации и международного сообщества в целом. Для многих ОПЕК по-прежнему остается и загадкой, и символом больших, а в конце 70-х годов очень больших денег, когда цена на нефть достигла своих самых больших высот.

С 1982 г. на своих ежегодных заседаниях ОПЕК стала устанавливать ограничения на объемы добываемой нефти (квоты). Целью этого механизма было поддержание стабильно высоких цен. Однако практически все страны и во все годы в период 80–90-х годов нарушали совместно принятые соглашения о квотах. Это вполне понятно, т.к. квотирование означает уменьшение выручки, а для большинства нефтедобывающих стран нефтедоллары – основной источник доходов бюджета. Лишь страны, обладающие большими валютными сбережениями, не сделавшие значительных займов и располагающие диверсифицированным хозяйством, могли себе позволить соблюдать квоты. Ряд стран, пострадавших в войне, вообще освобождались от квот (например, Кувейт после агрессии со стороны Ирака).

ОПЕК уделяет много внимание экологическим проблемам, в частности, выбросам CO₂. ОПЕК проявляет готовность принимать участие в решении проблем, связанных с глобальным изменением климата, что требует тесного сотрудничества производителей и потребителей в области рационального и экологичного производства и потребления энергии. В то же время ОПЕК беспокоит то, что обсуждаемое в странах-членах МЭА введение налога на использование углеводородов, нацеленного на сокращение к 2010 г. выбросов двуокиси углерода на 20%, может нанести странам ОПЕК значительный финансовый ущерб.

ОПЕК поддерживает контакты с международными организациями, а также со странами, не входящими в эту организацию. Технические эксперты ОПЕК и ИПЕК (неофициальная организация, объединяющая независимые нефтеэкспортирующие страны) периодически встречаются для обмена мнениями по проблемам мирового рынка. С Организацией арабских нефтеэкспортирующих стран ОПЕК осуществляет связи через своих членов, входящих также и в ОАПЕК (Саудовская Аравия, Кувейт, Ливия, ОАЭ, Алжир и Ирак). Что касается Международного Энергетического Агентства (МЭА), то отношения с ним поддерживаются в различных неофициальных формах и прежде всего в рамках ежегодных Международных энергетических конференций, в которых участвуют руководители МЭА и ОПЕК, а также министры энергетики большинства стран мира (потребителей и производителей). Представители ОПЕК принимают участие в качестве наблюдателей в работе Конференции по энергетической хартии в Брюсселе. Неформальные контакты осуществляются ОПЕК также с ведущими транснациональными нефтяными компаниями и их ассоциациями на различных конференциях, форумах и т.д. Ведущую роль в поддержании таких контактов играет Центр глобальных стратегических энергетических исследований ОПЕК в Лондоне, о котором уже упоминалось выше.

В октябре 1997 г. на заседании министров нефти стран – членов ОПЕК было принято историческое решение о повышении квот. Мотивировка была простая: раз члены ОПЕК не соблюдают квоты и постоянно их нарушают, то чтобы не обманывать себя и других, квоты для них будут установлены на уровне фактически достигнутой среднесуточной добычи. Последствия этого решения начались сразу же после его опубликования. Хотя за этот промежуток времени на мировой рынок не поступило ни барреля дополнительной нефти, только лишь сообщение об увеличении квот снизило цены фьючерских контрактов. Далее события приняли лавинообразный характер. За период с октября 1997 г. по июнь–июль 1998 г. мировая цена на нефть снизилась почти в 2 раза.

Падение цен на нефть в конце 1997 г. с 18–20 долл/барр. до уровня 10–12 долл/барр. в

1998 г. войдет в историю мирового нефтяного сектора. Нефтяная катастрофа того времени сравнима, по мнению многих экспертов, с нефтяными кризисами 70-х и середины 80-х годов.

К концу 1997 г. суммарный объем добычи странами – членами ОПЕК возрос на 10%, увеличилась добыча независимыми продуцентами. Избыток предложения над спросом в 1998 г. достиг 75 млн т. Снизились цены на нефтепродукты и природный газ. Падение цен на нефть чревато серьезными последствиями для мировой экономики. Кроме ухудшения платежных балансов нефтедобывающих стран, падение цен на нефть влечет за собой отток инвесторов из нефтяной отрасли. Крупные нефтяные проекты, рассчитанные при цене нефти на уровне 18–20 долл/барр., при цене 10–12 долл/барр. выходят либо на нулевую рентабельность, либо становятся убыточными.

Снижение мировых цен на нефть в сочетании с финансовым кризисом в странах Юго-Восточной Азии особенно болезненно сказалось на экономике России, вызвало снижение доходов бюджета от экспорта и падение внутреннего спроса.

Основными причинами, вызвавшими нефтяной кризис 1997–1998 гг., явились:

- повышение квот странами-экспортерами, рост экспорта иракской нефти, увеличение добычи нефти независимыми продуцентами, что в совокупности привело к переполнению мирового рынка нефти;
- возрастание технологических возможностей увеличить запасы, степень отдачи пластов, снизить издержки и, тем самым, увеличить объем добычи практически в каждой стране-экспортере;
- азиатский экономический кризис, вызвавший замедление темпов роста спроса на нефть в одном из наиболее «нефтеемких» регионов мира; перерастание азиатского кризиса в глобальный экономический кризис;
- потепление климата; отдельные холодные зимы в странах-потребителях чередуются с довольно затяжными периодами потепления.

Меры, принимаемые ОПЕК. Страны ОПЕК пытались поднять цены. На своих заседаниях, в т.ч. экстренных, были приняты решения по ограничению добычи нефти; при этом страны ОПЕК пытались координировать свою деятельность с независимыми продуцентами нефти, а также с Россией.

На мартовской сессии 1998 г. ОПЕК было принято решение о сокращении добычи нефти странами – членами организации на 1245 тыс.барр./сутки, т.е. 1,6% по отношению к базовому уровню 1998 г. Это сокращение не оказало заметного влияния на темп падения мировой цены на нефть.

На июньской сессии ОПЕК было принято решение о дополнительном сокращении добычи странами – членами организации еще на 1355 тыс.барр./сутки, начиная с 1.7.1998 г. Таким образом, общий объем снижения добычи нефти странами – членами ОПЕК должен был составить 2600 тыс.барр./сутки. Однако и это снижение не оказало заметного влияния на цену нефти.

На ноябрьской сессии ОПЕК пыталась найти общий язык с другими членами – производителями нефти. В частности, с Мексикой, Норвегией, Россией. К решениям ОПЕК дала согласие присоединиться Мексика, обещавшая снизить свою добычу на 100 тыс.барр./сутки, Норвегия – на 100 тыс.барр./сутки, Россия – на 100 тыс.барр./сутки. Однако при этом Норвегия обещала выполнить свои обязательства только в том случае, если свои обязательства выполняют все страны – члены ОПЕК, которые, как показала предыдущая практика, их часто нарушали. Что касается России, то можно было предположить о сомнительности полновесного российского участия в ограничительной политике ОПЕК. Добыча нефти в России с 1988 г. по 1998 г. упала почти вдвое, так что Россия уже внесла свой вклад в снижение мировой добычи. А если учесть последствия глубокого финансового кризиса в стране и роль экспорта нефти как серьезного источника пополнения валюты, то роль нашей страны в снижении предложения нефти вряд ли была бы заметной. Готовность России участвовать в снижении экспорта нефти может возрасти в случае предоставления ей достаточно дешевых займов и/или отсрочки платежей по старым займам. Понимая это,

наиболее богатые страны – члены ОПЕК предложили России займы для проведения реконструкции нефтеперерабатывающих заводов. Считалось, что в этом случае возрастет подача нефти на отечественные НПЗ и, следовательно, уменьшится выход российской нефти на мировой рынок.

Переговоры стран – членов ОПЕК с другими странами – производителями нефти на фоне неэффективности принимаемых мер по снижению добычи вызвали появление в мировой печати мнения о скором конце этой организации, либо о создании на ее базе нового союза – супер-ОПЕК. В состав нового союза предполагалось включить страны с наиболее высокими запасами и уровнями добычи, а именно, Саудовскую Аравию, Ирак, Иран, Кувейт, Нигерию, ОАЭ, Венесуэлу, Мексику и, возможно (в качестве «блуждающего форварда»), Норвегию. В качестве новых членов суперОПЕК назывались также Китай и Россия. При этом авторы идеи супер-ОПЕК считали, что новый альянс будет, в отличие от нынешней ОПЕК, благотворно влиять на мировой рынок нефти, для регулирования цен использовать сугубо рыночные методы, а также стимулировать инвестиции в нефтяной сектор.

Последствия кризиса. Для большинства развитых стран падение цен на нефть не имеет таких катастрофических последствий, как для экспортеров сырья, включая Россию. Снижение прибылей ведущих нефтяных компаний на стадиях разведки и добычи в некоторой степени компенсируется за счет прибылей от нефтепереработки и нефтехимии.

Общие финансовые потери нефтедобывающих стран Персидского залива в результате падения цен составили 2 млрд долл. в месяц. Суммарно страны ОПЕК в 1998 г. заработали на 1/3 меньше, чем в 1997 г. Но не надо забывать, что в странах Персидского залива самые низкие издержки добычи нефти и, даже при падении цены на нефть до 10 долл./барр., эти страны будут получать прибыль.

Для России точка безубыточности нефтяной отрасли достигается при ценах на нефть порядка 13–14 долл./барр. Поэтому падение цен до 10–11 долл./барр. (а для сорта Urals до 9 долл./барр.) нанесло в то время чувствительный удар российскому нефтяному экспорту, дававшему более 20% всех валютных поступлений. По оценкам Минтопэнерго РФ в 1998 г. потери бюджета от падения цен на нефть составили свыше 12 млрд руб. (порядка 2 млрд долл.). Иностранцы оценивали уменьшение дохода от экспорта российской нефти в 3,5 млрд долл., несмотря на увеличение объема экспорта. Падение мировых (и следовательно, внутренних цен) привело к закрытию нерентабельных скважин и, как следствие, к уменьшению годовой добычи на 3–5%. Ожидалось сокращение объема переработки нефти, закрытие ряда нефтеперерабатывающих заводов и сокращение персонала. Оказалось, что последовавший в 1998 г. финансовый кризис и падение курса рубля привели к оживлению экономики.

Еще одна версия кризиса. Журналисты, освещавшие проблемы нефтяного рынка, называли решение ОПЕК о повышении квот трагическим. Инициатором решения была самая крупная нефтедобывающая страна мира – Саудовская Аравия, которая до этого всегда настаивала на соблюдении квот и была одной из немногочисленных стран в составе ОПЕК, которые квоты выдерживали. Ряд аналитиков высказали мысль, что крупнейшие экспортеры нефти из ближневосточного региона сознательно обрушили рынок. Не надо забывать, что именно в этом регионе находятся крупнейшие нефтяные месторождения, эксплуатация которых требует наименьших издержек. За счет этого фактора крупные экспортеры смогут «выдавливаться» с рынка своих конкурентов, а ввиду того, что новые проекты при низких ценах на нефть станут неэффективными, новые игроки (например, государства каспийского региона) не смогут в обозримом будущем выйти на мировой рынок. Таким образом, крупные экспортеры, в первую очередь, Саудовская Аравия, увеличивая поставки на рынок дешевой нефти, «отсекают» конкурентов и получают монопольные преимущества на этом рынке. В свете этой версии понятными стали конфиденциальные встречи наследного принца Саудовской Аравии с представителями ведущих нефтяных компаний США и его предложение компаниям возобновить работу на аравийских промыслах, чего не случалось уже четверть века.

Однако эта версия вряд ли приемлема, поскольку даже получив конкурентные преимущества арабские страны – члены ОПЕК, недополучат существенную часть выручки и, следовательно, их бюджет станет дефицитным. Не станет возможности выплачивать взятые ранее займы, оплачивать заказы на оборудование и, особенно, вооружение, придется отказаться от объявленных ранее социальных программ и т.д. Для этих стран такая ситуация грозит серьезным экономическим и политическим кризисом.

Странами ОПЕК был использован традиционный инструмент квот с отслеживанием их неуклонного выполнения, что позволило уже к началу 1999 г. переломить тенденцию и цены пошли вверх.

В последующем странами – членами ОПЕК был выработан эффективный с их точки зрения механизм удержания цен в установленном оптимальном коридоре 22–28 долл/барр. Если цены в течение 20 дней держатся на уровне более чем 28 долл./барр., то практически автоматически принимается решение об увеличении квот на 500 тыс. барр./сутки. Если же цена снижается ниже планки и держится на этом уровне 10 дней, то квоты уменьшаются на 500 тыс. барр./сутки, причем если принятая мера не дает заметного эффекта, то следует следующее понижение квот еще на 500 тыс барр./сутки. Правда ОПЕК пользуется этим механизмом в «нормальной» ситуации. В случае возникновения кризисной ситуации организация может принимать более жесткие меры.

События после кризиса 1997–1998 гг. показали, что ОПЕК, как влиятельный мировой нефтяной картель сохранил свои возможности и рычаги. Каковы же перспективы ОПЕК?

Во-первых, по мере развития глобальной системы свободной торговли наблюдается постепенный отход от практики картелей, как формы объединения стран или компаний с целью монопольного контроля над рынком. В частности, известный в 70-х годах картель «Семь сестер», объединявший крупнейшие ТНК нефтяного профиля, по сути, распался, хотя формальная система взаимодействия между этими и другими компаниями продолжает существовать.

Во-вторых, дальнейшие эффективные усилия развитых стран в рамках МЭА в области энергосбережения, энергоэффективности и развития альтернативной энергетики могут нейтрализовать увеличение спроса на нефть и нефтепродукты. К тому же Запад будет продолжать свою политику, направленную на ослабление ОПЕК.

В-третьих, страны – члены ОПЕК все больше интегрируются в мировую экономику, растет их участие в транспортировке, переработке, распределительных сетях, нефтехимии на территории стран-потребителей.

В-четвертых, роль ОПЕК как регулятора мирового рынка нефти, во многом будет зависеть от сохранения «статус-кво» внутри организации и от взаимодействия с независимыми экспортерами нефти, включая Россию, Мексику и Норвегию.

В-пятых, прогнозы свидетельствуют о тенденции сокращения добычи нефти странами, которые не являются членами ОПЕК. В то же время, благодаря значительной ресурсно-сырьевой обеспеченности, страны ОПЕК и в начале нового столетия играют более важную роль в снабжении нефтью, чем в конце прошлого. В этой связи можно предположить усиление роли ОПЕК на мировых нефтяных рынках. Действительно, ОПЕК обладает громадными нефтяными ресурсами и определяет значительную часть мировой добычи (табл. 1.58–1.60). Страны – члены ОПЕК для поддержания приемлемого уровня цен постоянно изменяли величину квот (табл. 1.60).

Таблица 1.58

Динамика разведанных запасов нефти (на 1.1. каждого года), млрд т [6]

Годы	Мир в целом	ОПЕК	Доля ОПЕК, %
1993	136,0	105,3	77,5
1994	136,3	105,3	77,3
1995	136,4	105,0	77,0
1996	137,4	106,0	77,1
1997	139,0	107,6	77,4
1998	139,1	108,7	78,2

Годы	Мир в целом	ОПЕК	Доля ОПЕК, %
1999	141,1	109,2	77,4
2000	138,6	109,5	79,0
2001	140,3	111,1	79,2
2002	140,7	111,7	79,4
2003	156,4	111,7	71,4
2004	156,7	118,6	75,7
2005	161,9	121,9	75,3
2006	163,6	123,2	73,1

Таблица 1.59

Добыча нефти в мире, млн т [6]

Годы	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.
Мир в целом	3164,1	3151,9	3184,1	3184,2	3225,2	3269,0	3385,8	3462,9
ОПЕК	1183,5	1191,9	1262,4	1295,8	1310,9	1323,8	1365,6	1425,5
Доля ОПЕК, %	37,4	37,8	39,6	40,7	40,6	40,5	40,3	41,2

Годы	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2005 г.
Мир в целом	3529,1	3451,8	3589,6	3580,6	3556,8	3895,0
ОПЕК	1486,9	1410,9	1489,4	1457,3	1365,8	1625,5
Доля ОПЕК, %	42,1	40,9	41,5	40,7	38,4	41,7

Таблица 1.60

Динамика квот на добычу нефти для стран-членов ОПЕК (исключая Ирак)

Годы	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2000 г.	2001 г.	2001 г.	2002 г.	2002 г.
	ноябрь	июль	апрель	апрель	ноябрь	апрель	ноябрь	январь	сентябрь.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Суммарные квоты на добычу									
млн т/год	1309	1219	1149	1234	1270	1160	1160	1085	1085
млн барр./с	26,2	24,4	23,0	24,7	25,4	23,2	23,2	21,7	21,7

Годы	2003 г.	2003 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2005 г.	2005 г.
	январь	сентябрь	ноябрь	апрель	январь	март	июль
1	11	12	13	14	15	16	17
Суммарные квоты на добычу							
млн т/год	1160	1270	1225	1175	1350	1375	1400
млн барр./с	23,2	25,4	24,5	23,5	27,0	27,5	28,0

Странам ОПЕК принадлежат НПЗ (более 10% мировых мощностей) как непосредственно в этих странах, так и за их пределами. ОПЕК владеет 4% мирового танкерного флота и 9% мирового тоннажа танкеров-газовозов. Суммарная выручка стран – членов ОПЕК от продажи нефти, газа и нефтепродуктов оценивается ежегодной суммой (в период 2000–2002 гг.) 250 млрд долл., а в период 2004–2005 гг. – почти 370 млрд долл.

В состав стандартного набора, или так называемой ценовой корзины экспортных сортов нефти стран – членов ОПЕК традиционно входят: Saharan Blend (Алжир), Minas (Индонезия), Bonny Light (Нигерия), Arab Light (Саудовская Аравия), Fateh (Дубай), Tia Juana Light (Венесуэла). Кроме того, сюда дополнительно включают мексиканский сорт Isthmus, хотя Мексика не входит в состав картеля. Иногда отдельно использовались ценовые показатели только дубайской нефти для анализа конъюнктуры азиатского рынка.

Корзина нефтей ОПЕК наряду с западнотехасской нефтью West Texas Intermediate crude Oil – WTI и европейской нефтью Brent определяют среднюю мировую цену. Поскольку нефти ОПЕК поставляются в США, то ее цена в США определяется по специальному индексу IRAC (Imported Refiner's Acquisition Cost) как стоимость приобретения импортного сырья для нефтепереработки. Этот индекс, жестко привязанный к «ценовой корзине» ОПЕК, во многом влияет на американские внутренние и биржевые мировые цены на нефть.

В последнее время появилось довольно много публикаций относительно возможностей увеличения добычи нефти странами – членами ОПЕК. Оптимистическая точка зрения

состоит в том, что ряд стран – членов ОПЕК имеют свободные мощности и возможности дальнейшего роста мощностей по добыче нефти (табл. 1.61).

Таблица 1.61

Прогноз роста мощностей по добыче нефти стран-членов ОПЕК*

Страны	Мощности 2000 г. (факт)	Добыча 2000 г. (факт)	Мощности, млн т/год (оценки)						Рост добычи
			Базовый вариант		Максимальный вариант		Минимальный вариант		
			2001 г.	2005 г.	2001 г.	2005 г.	2001 г.	2005 г.	
Алжир	42,5	67,0	47,5	70,0	50,0	80,0	42,5	57,5	45,0
Индонезия	66,5	67,8	66,5	60,0	67,5	65,0	65,0	55,0	70,0
Иран	185,0	186,6	197,5	237,5	202,5	250,0	185,0	200,0	200,0
Кувейт	96,3	105,6	106,3	132,5	108,8	137,5	96,3	106,3	120,0
Ливия	74,0	70,6	77,0	90,0	77,0	100,0	75,0	80,0	70,0
Разделенная зона	32,5	н.д.	32,5	40,0	32,5	50,0	32,5	32,5	–
Нигерия	110,0	103,9	120,0	150,0	127,5	175,0	110,0	125,0	110,0
Катар	27,5	37,0	42,5	55,0	47,5	60,0	40,0	51,0	35,0
Сауд. Аравия	500,0	441,2	500,0	525,0	500,0	575,0	500,0	500,0	515,0
ОАЭ	121,5	114,7	127,5	152,5	137,5	165,0	121,5	135,0	120,0
Венесуэла	149,0	166,8	157,5	182,5	169,0	206,8	150,0	175,5	200,0
Итого	1404,8	1361,2	1474,8	1695,0	1519,8	1864,3	1417,8	1517,8	1485,0
Ирак	140,6	128,1	155,0	200,0	165,0	225,0	150,0	165,0	150,0
Всего	1545,4	1489,3	1629,8	1895,0	1684,8	2089,3	1567,8	1682,8	1635,0
Прирост мощностей, млн.т			74,4	339,6	129,4	533,9	12,4	127,4	145,9

* Прогноз вариантов мощностей выполнен исследовательской организацией FACTS Inc (Fesharaki Associates Consulting and Technical Servises); возможности увеличения добычи без дополнительных капиталовложений – расчеты автора; степень использования мощностей в 2000 г. – 95.7%

Вместе с тем имеются и другие оценки возможностей ОПЕК. В частности, оценки запасов нефти в ведущих странах ОПЕК, сделанные непосредственно экспертами ОПЕК, отличаются от известных данных, представленных в международных справочниках (табл. 1.62).

Таблица 1.62

Запасы (разведанные и доказанные) в ведущих странах ОПЕК (млрд т) [6, 56]

Оценки	ОАЭ	Иран	Ирак	Кувейт	Венесуэла	Саудовская Аравия
British Petroleum	13,0	18,2	15,5	13,6	11,1	36,1
Эксперты ОПЕК	13,3	12,7	13,6	13,2	10,5	35,7

Наличие свободных мощностей по добыче нефти давало возможность отдельным странам – членам ОПЕК маневрировать размерами своей добычи. Однако, по мнению ряда экспертов, это пространство для маневра сузилось до предела. По сути дела основными свободными мощностями обладает Саудовская Аравия. Но по оценке Центра по аналитическим исследованиям истощения запасов нефти добыча нефти в Саудовской Аравии достигнет пика в 2008 г., а затем останется на этой планке до 2020 г. [56].

На 135-й внеочередной конференции ОПЕК было принято решение установить квоты на добычу нефти на уровне 28 млн барр./с (1400 млн т/год). Однако этот шаг можно было считать лишь политически декларированным жестом, поскольку фактически нефтяная промышленность стран ОПЕК давно работает на полную мощность, обеспечивая максимальный уровень добычи в 32,5 млн барр./с (1625 млн т). При этом ОПЕК все же не удалось предотвратить резкий взлет цен в 2002–2005 гг.

ОПЕК не смогла эффективно воздействовать и на военно-политическую ситуацию, связанную с обострением конфликта на Ближнем Востоке и эскалацией терроризма со стороны исламских фундаменталистов. Заметно снижает действенность организации налаживание координации в отношении согласования квот добычи, что дестабилизирует рынок. Еще более трудной проблемой является налаживание координации с нефтедобывающими странами – нечленами ОПЕК.

При определении своей рыночной стратегии ОПЕК приходится выдерживать противоречие с МЭА. Серьезные усилия с целью ослабления роли ОПЕК предпринимают США, воздействуя при этом на международные организации, в частности, Всемирную торговую организацию (ВТО) [57].

События последних лет дали мировому сообществу повод считать, что в ряде государств ОПЕК сохраняют влияние определенные политические и деловые круги, поддерживающие радикальное экстремистское крыло ислама, использующее тактику террора. Такое положение подрывает международный авторитет ОПЕК и снижает степень доверия к отдельным ее членам. Отмечается и постепенное снижение политической роли ОПЕК, как лидера развивающихся стран в борьбе за установление нового мирового экономического порядка.

1.7.3. Саудовская Аравия – важнейший член ОПЕК

Ведущей страной организации ОПЕК, которую еще называют «большая мама ОПЕК», является Саудовская Аравия. В области нефтегазового бизнеса политика этой страны базируется на следующих принципах: наличии крупнейших в мире запасов нефти при самой низкой себестоимости добычи – порядка 1,5 доллара за баррель; высокой технической и технологической оснащенности отрасли; тесной связи национальной экономики и нефтяной промышленности; стабильности политической и экономической системы. На развитие нефтяной и газовой промышленности правительство ежегодно выделяет национальной компании Saudi Aramco 15 млрд долларов.

Основной район нефтедобычи – побережье и шельф Персидского залива (Восточная провинция). Здесь в крупнейшем бассейне Гавар, а также на месторождениях Абкаик, Зулуф, Сафания, Берри, Хурсания, Катиф работает Saudi Aramco. Здесь же извлекается наибольшее количество попутного нефтяного газа, расходуемого затем на нужды энергетики, извлечение сжиженных пропана и бутана и в качестве нефтехимического сырья.

Государственная компания Saudi Aramco была образована королевским указом в 1988 г. на базе Arabian American Oil Company (Aramco). Сегодня она полностью контролирует все запасы энергоносителей на территории страны и выступает от имени государства в вопросах, связанных с разведкой, добычей, переработкой и транспортировкой углеводородного сырья. С участием Saudi Aramco создан ряд совместных предприятий по нефтепереработке на территории Саудовской Аравии – Saudi Aramco Mobil Refinery Co Ltd (Samref) в г. Янбу и Saudi Aramco Shell Refinery Co (Sasref) в г. Джубейле, так и за рубежом – в США (Motiva Enterprises LLC при участии Техасо и Shell), в Южной Корее (в сотрудничестве с S-OIL Corporation), на Филиппинах (с Peyon Corporation) и в Греции (с Motor Oil Corinth Refinery SA и ее оптовым поставщиком Avinoil). Помимо этого, компания располагает 15-процентным пакетом акций египетской Arab Petroleum Pipelines Ltd. (Sumed), нефте- и продуктопроводы которой позволяют транспортировать углеводородное сырье через Суэцкий канал в район Средиземноморья.

Входящая в состав Saudi Aramco судоходная компания Vela International Marine Ltd. располагает одним из крупнейших в мире флотов современных супертанкеров. Кроме того, в ее ведении находится вся национальная сеть автозаправочных станций и других пунктов мелкооптовой и розничной торговли нефтепродуктами. Наконец, Saudi Aramco в партнерстве с Mobil Saudi Aramco имеет крупную долю в двух национальных фирмах-производителях смазочных масел – Saudi Aramco Lubricating Oil Refining Company (Luberef) и Saudi Arabian Lubricating Oil Company (Petrolube).

В Саудовской Аравии действует 7 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью свыше 90 млн т/год. В стране имеется мощная нефтехимическая промышленность, имеется металлургический завод, несколько мощных установок по опреснению морской воды, причалов для приема супертанкеров. Большинство этих предприятий принадлежит компании SABIC (Saudi Arabian Basic Industry Corporation). Общий объем нефтехимической и химической продукции, выпускаемой компанией SABIC, оценивается в 25 млрд долл. и

составляет около 6% мирового производства нефтехимикатов.

В Саудовской Аравии нет специального нефтегазового законодательства. Развитие нефтяной отрасли осуществляется через систему концессий, которые распределяет государство. В мае 2000 г. вступил в силу закон, нацеленный на привлечение дополнительных инвестиций в нефтегазовый сектор. Документ разрешает иностранцам полностью владеть саудовской собственностью и лицензионными проектами (ранее доля иностранцев в совместных предприятиях не могла превышать 49%), предусматривает создание нового органа для работы с инвестиционными потоками SAGIA (Saudi Arabia General Investment Authority) и снижает подоходный налог с 45% до 30%. Благодаря этим нововведениям российской компании ЛУКОЙЛ удалось выйти победителем тендера на разведку и разработку месторождения природного газа и газового конденсата и создать для этого совместное предприятие LUKOIL Saudi Arabia Energy Ltd, в котором ЛУКОЙЛ владеет 80% акций [58].

Однако, несмотря на столь внушительную мощь Саудовской Аравии и ОПЕК в целом, эта организация все же не такая всемогущая, как это звучит в выступлениях ее представителей.

Во-первых, решающим конъюнктурообразующим фактором на рынке нефти остается соотношение спроса и предложения, изменяющееся под влиянием экономического развития стран-потребителей, что носит циклический характер, а также под воздействием широкого спектра других факторов финансового, социального, политического и военного характера. Перед этими факторами механизм поддержания цен со стороны ОПЕК оказывался бессильным, и они опускались до исключительно низкого уровня в 1986, 1988, 1993 гг. и особенно в 1998 г. Дает сбой и новая практика влияния на цены, которую ОПЕК установила в 1998 г. Не удалось ОПЕК и Саудовской Аравии, в частности, обуздать рост цен в 2002–2005 гг. Для поддержания цен на заданном уровне организация все чаще вынуждена прибегать к помощи независимых экспортеров.

Во-вторых, восприятие современного мира руководителями ОПЕК отличается большой статичностью. Они не всегда хотят считаться с происходящими на планете изменениями, носящими объективный характер.

В-третьих, создание Мирового энергетического агентства (МЭА), объединившего страны ОЭСР в противовес ОПЕК, сильно ограничивает возможности Организации стран-экспортеров по дальнейшей картелизации и монополизации мировой торговли нефтью. Усилиями МЭА для зоны ОЭСР создан механизм снабжения нефтью в критических ситуациях, проводится координация энергетической политики стран, участвующих в МЭА.

В-четвертых, несмотря на кажущуюся монолитность, ОПЕК организационно весьма слаба. Сегодня обострилась проблема регулярно устанавливаемых страновых лимитов на добычу. Они часто нарушаются, что является одной из важнейших причин дестабилизации рынка нефти, ослабления регулирующей роли ОПЕК и снижения мировых цен.

В-пятых, международный авторитет организации существенно ослабляется ее все большей «исламизацией». Гласно или негласно некоторые страны – члены ОПЕК и, в частности, Саудовская Аравия, поддерживают исламский терроризм.

В-шестых, политические позиции ОПЕК, претендовавшей на роль лидера блока развивающихся стран и опирающейся на поддержку этих стран в противоборстве Юг – Север, значительно ослабли в связи с уменьшением остроты этого противоборства и возросшим экономическим расслоением среди развивающихся стран.

В-седьмых, после разрешения иракской проблемы ОПЕК придется сократить индивидуальные квоты, что еще больше ослабит политику организации в области регулирования рынка.

Таким образом, ОПЕК имеет большое число нерешенных проблем, которые делают организацию весьма зависимой от многих внешних и внутренних факторов и исключительно

уязвимой в контексте изменений общехозяйственной конъюнктуры.

Картель уже не в состоянии полностью контролировать цены без существенного риска возникновения экономической нестабильности для своих членов. Кроме того, у ОПЕК нет реальных способов воздействия на уровень нефтедобычи независимых производителей – таких как Норвегия, Мексика или Россия.

Как уже отмечалось, экспертами высказываются сомнения по поводу считавшихся ранее чуть ли неограниченными возможностей ОПЕК и, в первую очередь, Саудовской Аравии наращивать добычу нефти.

Ряд международных экспертов считают, что крупнейшие нефтяные месторождения Саудовской Аравии (Гавар, Абкаик, Хураис, Сафания, Зулуф) требуют исключительных мер по поддержанию современного уровня добычи, эти месторождения страдают высокой обводненностью [57]. Однако официальная позиция нефтегазовой компании Saudi Aramco оптимистична. Компания оценивает запасы по 320 продуктовым и 85 месторождениям в 260 млрд барр. (около 36 млрд т), а общие ресурсы в 700 млрд барр. (95,5 млрд т), причем к 2020 г. они могут возрасти еще на 200 млрд барр. (27,3 млрд т). Представители компания считают, что они могут довести производственные мощности до 600 млн т/год (вероятный вариант) и до 750 млн т/год (оптимистический вариант).

Иран является одним из крупнейших производителей углеводородного сырья в мире. По доказанным запасам нефти Иран уступает только Саудовской Аравии. На 01.01.2006 г. разведанные запасы нефти в Иране составляли 18,9 млрд т. За сравнительно недавнее время сделано несколько открытий, в частности, нового месторождения Ахваз а юго-западной провинции Хузестан [59]. Национальная нефтяная компания Ирана (НИОС) планировала поднять добычу нефти до 250 млн т в 2005 г. и до 400 млн т в 2020 г. При этом, несмотря на высокие темпы добычи нефти, только подтвержденных запасов хватит Ирану на 90 лет. Амбициозные планы по увеличению добычи нефти в Иране базируются на уверенности в сохранении высокого уровня цен на нефть и планах внедрения новых технологий повышения отдачи пластов.

Руководство деятельностью энергетического сектора Ирана осуществляет Высший энергетический совет, во главе которого стоит президент страны. Совет состоит из министров нефти, энергетики, экономики, торговли, горного дела, сельского хозяйства и промышленности. Министерство нефти контролирует деятельность всех принадлежащих государству компаний по разведке, добыче и переработке нефти и газа, производству удобрений и нефтехимикатов. Заместитель министра нефти является президентом НИОС, которая, в свою очередь, имеет 18 филиалов и дочерних структур, подразделяющихся как по производственному, так и по территориальному признаку.

Иран чрезвычайно заинтересован в притоке иностранных инвестиций, однако этому препятствуют экономические санкции, предпринятые США по отношению к Ирану. Иранский парламент осознает значение энергетического сектора и уделял внимание притоку иностранного капитала. Действуя в жестких рамках ограничений в предоставлении каких-либо прав иностранным компаниям, парламент и правительство Ирана нашло выход в виде заключения контрактов по принципу buy-back. Однако, учитывая то обстоятельство, что новый состав парламента пополнился в основном консервативными деятелями, которые предпринимают пока шаги, отпугивающие иностранных инвесторов, принимая во внимание нерешенную проблему ядерной национальной программы Ирана, вряд ли стоит рассчитывать на приток иностранных инвестиций.

Ирак. Разведанные и доказанные запасы нефти в Ираке составляют 15,8 млрд т, а потенциальные запасы 19,5 млрд т [61]. Добыча нефти составила в 2005 г. 89,5 млн т. Доходы иракской нефтяной промышленности составили 25 млрд долл. Новое иракское правительство наметило организовать борьбу с коррупцией и саботажем, противодействовать терактам на иракских нефтепроводах и терминалах и увеличить добычу нефти сначала до 90 млн т, а затем достигнуть рекордного уровня 1991 г. – 150 млн т (экспорт – 62,5 млн т). Сформированы подразделения по охране нефтепроводов,

возобновлены переговоры с международными компаниями, в частности, с российской компанией ЛУКОЙЛ по совместному освоению месторождения Западная Курна. Намечено создание нового НПЗ мощностью 12,5–15,0 млн т/год [62]. По мнению специалистов компании Exxon Mobil, Ирак наряду с Саудовской Аравией и Ираном будет в ближайшие 25 лет обеспечивать большую часть добычи нефти ОПЕК и при обеспечении нормальной политической обстановки и мирном разрешении существующих противоречий может в 2030 г. увеличить добычу до 180 млн т, а по отдельным оценкам до 250 млн т.

1.7.4. Россия и ОПЕК

ОПЕК все чаще обращается за сотрудничеством к другим крупным производителям нефти, в т.ч. и к России.

История отношений между ОПЕК и Россией насчитывает много лет. Вопрос о возможности сближения с организацией и даже участия в ней неоднократно рассматривался на правительственном уровне еще в годы существования СССР. Однако идея присоединения неизменно отвергалась. Целесообразным признавалось поддержание деловых отношений и осуществление негласной координации действий через отдельных членов ОПЕК, а также расширение сотрудничества на двусторонней основе.

На первых порах Российская Федерация проводила в отношении ОПЕК ту же политику, что и СССР, учитывая при этом, что реально ОПЕК заинтересована в ослаблении позиций России на рынке нефти, поскольку наша страна всегда была для нее потенциальным конкурентом.

Пока в России продолжали сокращаться добыча и экспорт нефти, ОПЕК не проявляла особой заинтересованности в расширении контактов. Однако с появлением тенденции к улучшению дел в российской нефтяной промышленности и первых признаков снижения мировых цен на нефть, а особенно в условиях ценового кризиса 1998–1999 гг., ее отношение к России изменилось. Уже в 1997 г. начались первые интенсивные контакты российских представителей с ОПЕК. В 1998 г. Россия была приглашена на ее 105-ю Конференцию в качестве наблюдателя. На этой сессии наша страна впервые официально объявила о сокращении своего экспорта нефти и нефтепродуктов на 100 тыс баррелей в сутки (5 млн т в год), что явилось важным вкладом в улучшение конъюнктуры мирового рынка нефти и повышения уровня цен. В дальнейшем российские представители регулярно участвовали в работе сессий Конференции ОПЕК и вновь подтверждали вместе с другими странами, не являющимися членами этой организации (Мексика, Норвегия и Оман), готовность продолжать политику сокращения объема экспорта. Последний раз такие заверения были сделаны в конце 2001 г., когда страны, не входящие в ОПЕК, включая Россию, согласились снизить поставки нефти на 25 млн т.

Заявление о поддержке ОПЕК и снижении экспортных поставок независимыми экспортерами, в том числе и Россией, было сделано в период, когда цены грозили резким снижением.

Участие делегации России в заседаниях Конференции ОПЕК является отражением последовательного и неизменного курса нашей страны на углубление конструктивного взаимодействия с этой организацией. Участие России в мероприятиях ОПЕК дает возможность вести предметный разговор с руководителями нефтяных ведомств тех стран, которые являются основными производителями нефти.

Какова же должна быть позиция России по отношению к ОПЕК? Представляется, что идея вступления в ОПЕК должна быть безоговорочно отвергнута, поскольку ОПЕК является опасным конкурентом России на мировом нефтяном рынке. Вступив в ОПЕК, Россия должна ограничить свою нефтяную промышленность дисциплинарными рамками обязательных квот. Сотрудничество с ОПЕК должно состоять в консультациях, обмене информацией. В ряде случаев, возможно, придется согласовывать свои экспортные показатели с ОПЕК, но действовать при этом необходимо не под диктовку ОПЕК, а исходя из собственных интересов, соизмеряя потери от уменьшения объемов экспорта с выигрышем от увеличения

мировых цен.

Процессы глобализации, все более широко охватывающие мировую экономику, будут все более настоятельно требовать разработки механизмов установления цен на нефть, причем таких механизмов, которые учитывают интересы как стран-производителей, так и стран-потребителей. При этом России надо постараться сделать так, чтобы она стала одним из ведущих конструкторов этого механизма и важнейшим партнером в энергодиалоге.

1.8. Государственное регулирование нефтяного сектора

1.8.1. Мировая практика взаимоотношений государства с нефтебизнесом

Еще относительно недавно правительства многих стран контролировали нефтегазовую отрасль, предоставляя субсидии или другие финансовые льготы, а также с помощью регулирования цен, барьеров в торговле нефтью и т.п. С середины 80-х годов значительно снизилось прямое вмешательство государства в регулирование нефтяной отрасли: отменен контроль за ценами на нефть в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), устранены торговые барьеры при экспорте и импорте нефти. Но все же остается ряд направлений, где регулирующая роль государства будет возрастать. Важным элементом государственного регулирования отраслей топливно-энергетического комплекса, в т.ч. нефтяной отрасли является государственный протекционизм, который выражается в таких направлениях, как [62]:

- контроль освоения национальных энергоресурсов с целью их охраны и рационального использования. При этом может применяться система лицензирования, предусматриваются льготы для национальных компаний в предоставлении лицензий на освоение нефтяных ресурсов, проводится отбор иностранных инвесторов, вкладывающих средства в производство нефтегазового оборудования в принимающей стране, либо участвующих в более широких программах ее экономического развития;
- защита своих интересов методами прямого регулирования объемов производства, охраны недр, поддержания желательного уровня цен;
- стимулирование собственных производителей энергетических машин и оборудования, защита (временная) от иностранных конкурентов;
- использование гибкого налогового законодательства, обеспечивающего оптимальный режим деятельности нефтяной отрасли, причем коррективы в систему налогообложения вносятся при ухудшении условий по возврату капитала и прибыли.

Следует отметить, что государство оптимизирует использование природных ресурсов на более длительную перспективу, чем частные компании, применяет более низкую ставку дисконта при оценке будущих доходов от эксплуатации нефтяных ресурсов, выбирает более низкие темпы их освоения по сравнению с частными компаниями.

В зависимости от национальных, экономических, геополитических соображений политика отдельных стран в недропользовании бывает различной. Можно принять следующую классификацию стран по принципу выбора политики использования недр [62]:

- развитые страны, предоставляющие «право выбора», приветствующие иностранные инвестиции в нефтегазовые отрасли и не делающие заметных различий между отечественными и иностранными компаниями (Великобритания, США, Канада, Австралия, Аргентина, Чили);
- развитые страны с заметным уровнем государственного регулирования (Франция, Германия, Норвегия, Япония, Италия). Условия лицензирования в этих странах более жесткие, чем в странах первой группы;
- богатые страны ОПЕК (Саудовская Аравия, ОАЭ, Кувейт, Ливия, Катар, в меньшей степени Иран, а также Оман). Эти страны имеют мощные государственные нефтяные компании, которые выступают в роли собственника углеводородных ресурсов. Ни одна международная нефтяная компания не имеет права собственности на вновь открытые месторождения, им предоставляется возможность быть подрядчиком;

- менее богатые страны ОПЕК (Алжир, Венесуэла, Нигерия, Индонезия); в них условия предоставления прав на недропользование менее жесткие;
- азиатские «тигры» (Китай, Япония, Южная Корея, Малайзия и др.); эти страны за исключением Южной Кореи имеют крупные государственные нефтяные компании, частично приватизированные.

Во взаимоотношениях государства и частного бизнеса в области освоения природных ресурсов принята следующая практика. Принимающая страна выдает соответствующую контрактную форму соглашений с инвестором. Наиболее распространенными формами являются лицензии, как форма административного права, а также концессии и соглашения о разделе продукции (СРП) как форма гражданского права. При режиме лицензии и концессий принимающая страна получает доходы в денежной форме через налоги, взимаемые в национальной валюте. При режиме СРП она может получать доходы в форме продукции (нефти), что позволяет минимизировать валютные риски. Это представляет определенные преимущества в случае, если валюта принимающей страны не является свободно конвертируемой. По этой причине развивающиеся страны, а также страны с переходной экономикой предпочитают СРП, тогда как концессии и лицензии наиболее распространены в государствах с развитой экономико-правовой системой.

Государство распределяет лицензии на конкурсной и аукционной основе. К преимуществам аукционной формы предоставления прав на пользование недрами относятся: немедленное поступление средств в госбюджет, поощрение к дальнейшему развитию компаний-недропользователей. Но аукционная форма может привести к отсрочке ввода в эксплуатацию менее привлекательных объектов. Как правило, в аукционах не участвуют предприятия малого нефтяного бизнеса, имеющие ограниченные финансовые ресурсы. При аукционной форме снижаются возможности государства по контролю нефтяных предприятий, победивших на аукционе.

К преимуществам конкурсной формы предоставления прав на пользование недрами относится обеспечение контроля государства за использованием недр. Конкурс могут выиграть и малые компании. В то же время конкурсная форма имеет много субъективного, т.к. предпочтение будут высказывать чиновники.

С компанией, выигравшей конкурс, заключается лицензионное соглашение, которое регулирует права и обязанности лицензиата. Компания, владеющая лицензией, в ходе хозяйственной деятельности выплачивает все налоговые сборы в соответствии с действующим налоговым законодательством в отношении всех корпораций вне зависимости от рода деятельности. Кроме того, как правило, нефтяная компания облагается специализированным налогом на прибыль, сбором за лицензию, вносит плату за использование территории, роялти, оплачивает экологические сборы. Право собственности на разрабатываемые месторождения принадлежит государству, за лицензиатом остается право собственности на добываемые углеводороды.

Главное отличие договорного подхода от административного метода предоставления прав (лицензий) на недропользование, состоит в том, что между компанией-подрядчиком и государством заключается договор, и их взаимоотношения переходят в гражданско-правовую плоскость.

К основным формам договорного подхода можно отнести договор концессии, соглашение о разделе продукции (СРП) и сервисное соглашение. Договор концессии предоставляет инвестору исключительное право заниматься добычей углеводородов на платной основе. Таким образом, концессию можно рассматривать как долгосрочную аренду инвестором у государства участков недр. Добываемые ископаемые становятся собственностью инвестора. Как правило, концессионные соглашения касаются больших территорий, имеют длительный (иногда до 60–75 лет) срок действия. У концессионеров обычно отсутствует обязанность по возврату участков государству до истечения срока действия концессии, на которых не обнаружены полезные ископаемые. Принимающая сторона (государство) напрямую не связана с управлением деятельностью компании-

концессионера.

Главное отличие СРП от договора концессии состоит в том, что только часть добытого сырья становится собственностью компании-инвестора. Остальная часть направляется принимающей стороне в счет оплаты за пользование природными ресурсами. Весь риск поисково-разведочных работ несет компания-инвестор, так как эти затраты окупятся только в случае обнаружения коммерчески рентабельных запасов. Участки, на которых не обнаружены коммерчески рентабельные запасы, возвращаются государству.

Как правило, компания-инвестор освобождается от уплаты большинства налогов по соответствующему законодательству на весь срок действия СРП, так как предполагается, что большинство причитающихся принимающей стороне платежей входят в ее долю извлеченных углеводородов. Как правило, принимающая сторона участвует в управлении деятельностью по СРП через создание государственной нефтяной компанией совместного предприятия с компанией-инвестором.

Основная черта сервисного соглашения – добытые углеводороды не являются собственностью компании-инвестора. Компания-инвестор проводит за свой счет поисково-разведочные работы, затем организует добычу природных ресурсов. Принимающая сторона компенсирует его расходы, выплачивает премию с барреля добытой нефти, предоставляет вознаграждение за открытие новых запасов. Кроме того, инвестору выплачивается фиксированная норма прибыли.

В зависимости от модели взаимоотношений с нефтяными компаниями, государство использует соответствующий набор фискальных инструментов. От характеристик и особенностей этих инструментов в значительной степени зависит инвестиционная привлекательность и государственная выгода нефтяных проектов.

Основными фискальными инструментами, используемыми в нефтяном бизнесе, являются:

- бонусы;
- плата за используемую территорию (ренталс);
- плата за добычу (роялти);
- налоги на прибыль и налоги на дивиденды;
- в необходимых случаях – дополнительный налог на нефтяные доходы или эквивалентные платежи;
- другие налоги, связанные с нефтяными операциями (такие как налог на предоставляемые услуги и т.д.).

Налоговая структура в концессиях и лицензиях соответственно может включать роялти, налог на прибыль и специальный нефтяной налог. В соглашениях о разделе продукции налоговые элементы могут включать роялти, долю прибыльной нефти и налог на прибыль. Эти три основных элемента обычно достаточны для налоговых целей государства. Увеличение числа налоговых элементов приводит к ненужной усложненности и не дает дополнительных выгод. Если выбирается СРП, то добавление специальных нефтяных налогов не оправдано.

Для гибкой системы доля государства от нефтяного дохода меняется в зависимости от фактической рентабельности проекта.

Раздел нефтяной ренты между государством и нефтяными компаниями зависит от:

- системы налогообложения для режима концессий (роялти, налога на прибыль, налогов на дополнительные доходы и других налогов);
- собственности на часть добычи и налоговых поступлений в рамках СРП;
- доходов, связанных с участием государства или других доходов, получаемых за счет т.н. «псевдоналогов» (таких как налоги на импорт или экспорт, от обязательства компании поставлять продукцию на внутренний рынок по ценам ниже мировых).

Для обеспечения гибкости при режиме концессии в отношении раздела ренты между государством и компаниями возможно использование прогрессивной ставки роялти, надбавок к инвестициям в виде инвестиционного кредита или дополнительной суммы

амортизации, прогрессивной ставки налогообложения в зависимости от уровня рентабельности, введение дополнительного нефтяного налога и т.п.

Для СРП достаточно легко изменить контрактные условия, принимая прогрессивную шкалу раздела «прибыльной нефти», поскольку шкала устанавливается на основе переговоров, а не фиксируется законодательно.

Механизм изъятия рентных доходов представляет собой совокупность способов и правил организации рентных отношений, с помощью которых обеспечивается распределение рентных доходов и осуществляется пополнение централизованного фонда государства для выполнения его функций. Для изъятия природной ренты в международной практике используется целый набор инструментов, таких как роялти, рентализ, бонусы, специальные нефтяные налоги, налоги на прибыль корпораций, налоги на сверхдоходы, а также ряд льгот и неналоговых инструментов, которые играют существенную роль в формировании системы изъятия рентных доходов. Выбор комбинации инструментов из представленного набора зависит от многих факторов [63].

1.8.2. Опыт различных стран в изъятии рентных доходов и государственном регулировании нефтяного бизнеса

Опыт США. Основой государственного регулирования нефтяного бизнеса в США является государственный надзор Министерства энергетики за деятельностью крупнейших нефтегазовых компаний посредством обработки и анализа сложного комплекса данных. Эти данные позволяют осуществлять надзор за финансовой деятельностью нефтяных компаний.

Министерство энергетики США в лице департамента информации обязано регистрировать все ведущие энергетические компании страны, регулярно получать от них информацию о структуре их финансовых балансов и представлять составленные на базе этих данных сводные ежегодные аналитические отчеты в администрацию президента и в Конгресс. Полученные данные дают возможность оценивать точные финансовые параметры каждого вида энергетического производства в США, оперативно контролировать доходы, прибыль, потоки денежных средств и текущие инвестиции, анализировать сравнительную конкурентоспособность отдельных секторов ТЭК, группировать финансовые и операционные данные корпораций по видам энергоносителей и географическим зонам их функционирования [63].

Главным инструментом государственного регулирования нефтяного бизнеса в США является гибкая налоговая политика. Сложность американской системы налогообложения нефтяных компаний состоит не в составе налогов (бонусы, рентализ, роялти, налог на добычу и налог на прибыль), а в определении налоговой нагрузки, которая существенно меняется в зависимости от многих факторов (условия добычи, местное законодательство и т.п.) [64].

В число налогов входят также плата в фонды охраны окружающей среды, импортные и экспортные пошлины, налоги на стоимость основных производственных фондов, а также акцизы (на моторные топлива). Ставка налога на добычу полезных ископаемых изменяется в зависимости от ценовой ситуации на рынках и значимости природных ресурсов для местных бюджетов.

Особенность американского недропользования состоит в том, что собственник участка земли является и собственником полезных ископаемых, которые находятся в его недрах. Собственник участка платит налог на собственность исходя из стоимости участка с учетом стоимости запасов полезных ископаемых. Этот налог стимулирует более полное изъятие топлива из недр вместо экстенсивного расширения территорий, на которых ведется нефтедобыча. Добывающим компаниям нет смысла увеличивать доказанные запасы, за которые придется платить больший налог. Этим объясняется то обстоятельство, что доказанные запасы нефти американских компаний в несколько раз меньше российских.

Однако в США значительная часть нефтегазовых ресурсов залегает на суше в пределах земель, находящихся или в собственности федерального правительства, или в собственности индейских племен, а также на шельфе. Одна треть объемов природного газа и более одной

пятой объемов нефти, добываемой в США, извлекается с таких территорий. Процессами освоения этих минеральных ресурсов руководит Служба Управления Полезными Ископаемыми (U.S. Department of the Interior's Mineral Management Service – MMS). Эта организация предоставляет права на разведку и разработку нефтегазовых ресурсов в пределах данных участков частным компаниям; в свою очередь, нефтегазовые компании платят федеральному правительству за аренду, а также роялти с добываемых на этих участках нефти и газа.

Для континентальных месторождений роялти составляет 1/8, а для шельфа – 1/6 добытых углеводородов. Роялти необходимо уплатить в течение нескольких дней после добычи. Эти доходы составляют одну из крупнейших частей налоговых поступлений бюджета федерального правительства. Ренталз (плата за территорию) составляет 741 долл. за 1 км² в течение первых 5 лет и 1235 долл. за км² после 5 лет. Для месторождений на суше ренталз составляет 247 долл./км². Налог на прибыль нефтяных компаний в США составляет 35% (федеральная ставка) и 4,0–9,4% (ставка штатов). Существует также 2%-ный налог на имущество компаний по оцененной стоимости капитала.

В США одним из наиболее важных инструментов изъятия рентных доходов выступают бонусы (скидка на истощение недр, составляющая 22% валового или 50% налогооблагаемого дохода). Наряду с существованием бонусов США не отказались от роялти, с помощью которого стимулируют рост дифференциальной ренты [65]. Нефтяные корпорации США участвуют в пополнении бюджета государства в части выплат в счет экологической ренты (плата за возмещение ущерба окружающей среде составляет 34 цента за баррель нефти).

Необходимо отметить, что изъятие доходов через бонус и подоходный налог, минуя роялти, не означает снижения рентных доходов.

Налоговый сектор США не обходится без государственного субсидирования [66].

В США можно выделить четыре основные формы федеральных энергетических субсидий:

- прямые целевые государственные выплаты производителям или потребителям энергетических ресурсов непосредственно из федерального бюджета;
- энергетические налоговые льготы, позволяющие снизить объем текущих налоговых отчислений юридических и физических лиц, специальные фонды и бюджетные программы для обеспечения проведения перспективных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ;
- энергетические акцизные сборы в целевые траст-фонды для обеспечения выполнения дополнительных работ в энергетическом секторе, в основном связанных с охраной окружающей среды и обеспечением производственной безопасности;
- финансирование энергетических научных исследований и опытно-конструкторских разработок.

Современное государственное финансирование научно-исследовательских проектов в США обычно применяется для стимулирования энергосбережения в процессе капитального строительства, а также повышения уровня энергетической эффективности в промышленности и на транспорте.

Целевые налоговые скидки приводят к значительному росту инвестиций в производство альтернативных видов топлива, а также к повышению норм извлечения нефти из продуктивных пластов. Скидка на истощение недр учитывает невозобновляемость запасов и позволяет каждый год вычитать часть инвестиционных затрат на скважину из ежегодного дохода. Скидка на добычу с использованием методов повышения нефтеотдачи стимулирует развитие и использование передовых технологий. Скидка на использование нетрадиционных технологий применяется при добыче нетрадиционных видов нефти.

Отметим, что использование системы скидок наряду с положительными имеет и отрицательные последствия, поскольку вносят элемент нестабильности в структуру текущего рыночного баланса, что, как правило, вызывает дополнительный рост инфляции и другие неблагоприятные макроэкономические последствия [66]. Прямые и косвенные налоговые

субсидии в отношении внутренней добычи нефти первоначально способствуют снижению импортной зависимости. Однако в долгосрочной перспективе неизбежно приводят к ускоренному истощению собственных ресурсов, угрожая национальной энергетической безопасности.

Опыт Норвегии. В Норвегии доля нефтяного сектора в ВВП составляет более 20%, в экспорте же она превышает 45%, что определяет его ключевую роль в экономике страны.

Основным постулатом норвежской политики в нефтяном комплексе является идея о том, что природные ресурсы принадлежат всему обществу и распоряжаться ими следует с максимальной выгодой для нынешнего и будущего поколений. Главной целью правительственной политики в области нефти служит то, чтобы максимально возможная доля доходов от нефти доставалась обществу. Осуществлению указанной цели способствует целый комплекс мер государственного участия и регулирования.

Основная нефтедобывающая компания Норвегии Statoil является полностью государственной. Правда, в 2001 г. 18,2% акций компании Statoil были проданы на Нью-Йоркской бирже и в Осло внутренним и зарубежным частным инвесторам. К марту 2005 г. государственный пакет в Statoil составил 76,33% [67].

Участие государства осуществляется также через механизм прямого финансового участия в деятельности нефтяного сектора. При этом размер участия зависит от ресурсного потенциала и доходности каждой лицензируемой территории. Размер участия государства в норвежских нефтегазовых проектах оценивается на уровне 30–40% суммарных капиталовложений.

Налогообложение нефтяной промышленности основывается на стандартном налоговом законодательстве в отношении доходов корпораций. Обычный налог на прибыль корпорации (corporate income tax) составляет 28%. Но так как нефтедобыча является эксплуатацией природной ренты и поэтому сверхприбыльна, эта отрасль промышленности облагается специальным налогом в размере 50% от прибыли (за вычетом uplift).

При исчислении налогооблагаемой базы для обычного (28%) и специального налога (50%), инвестиции подвергаются линейной амортизации в период шести лет с момента их осуществления.

Важнейшими налогами является роялти, плата за использование территории и налог на окись углерода. На этапе разведки, освоения и обустройства норвежского континентального шельфа основная задача государства заключалась в формировании гарантированного дохода от добычи и реализации нефти и газа. Но единая ставки роялти на нефть в размере 10% с 1972 г. была дифференцирована в интервале от 8% до 16% в зависимости от уровня среднесуточной добычи нефти. В связи с введением механизма государственного субсидирования ставка роялти постепенно уменьшалась и после 1986 г. была сведена к нулю. Плата за использование территории по окончании периода геологоразведки составляла до 70 тыс. норвежских крон за 1 кв. км в течение 10 лет, но и она была ликвидирована. Плата за окись углерода исчисляется на 1 куб м сожженного газа и 1 литр сожженной нефти (0,73 крон за м³/литр). В Норвегии существует налог на имущество корпораций, который составляет 0,7% от стоимости активов.

В Норвегии высокие ставки налога на прибыль и специального нефтяного налога сочетаются с наличием системы скидок, позволяющей снижать риски недропользователя на ранней, поздней и завершающей стадиях разработки месторождений [67].

Согласно принятому в 1966 г. «Закону о нефти» права собственности на нефтяные месторождения принадлежат государству. Компании могут подавать заявки на изыскательские лицензии с целью проведения геолого-разведочных работ, после которых можно получить лицензию на добычу. Такие лицензии выдаются на конкурсной основе. Лицензия на добычу закрепляет исключительные права собственности на добываемую нефть на данной территории. Возможно получение лицензии сразу несколькими лицензиатами на основе совместного операционного соглашения.

В Норвегии имеется Правительственный нефтяной фонд, доходами которого являются

финансовые потоки от нефтяного бизнеса и от инвестиционной деятельности, а расходами – ежегодные трансферты Министерству финансов. В результате регулирования нефтяного бизнеса государство имеет возможности аккумулировать значительную долю налоговых поступлений и использовать ее в интересах всего общества. Объем Норвежского нефтяного фонда достиг к началу 2005 г. 1 трлн крон [67].

Опыт Австралии. В основе взаимоотношений государства и нефтяного бизнеса в этой стране лежит лицензионный режим. Компании могут начать работу только после выдачи Правительством специальных разрешений.

Налоговая политика Австралии в нефтяном секторе прошла несколько этапов: 1965–1975 гг. – главный фискальный инструмент это роялти; с 1979 г. был установлен акциз на добытую нефть; в 1980–1983 гг. происходила модернизация акцизного режима (акцизная сетка с прогрессивной шкалой); в 1984 г. был введен налог на ресурсную ренту, который заменил акциз и роялти; после 1984 г. произошло еще несколько изменений налога на ресурсную ренту.

Нефтяной налог на ресурсную ренту для шельфовых месторождений взимается до начисления налога на прибыль и вычитается при исчислении налога на прибыль.

Нефтяные роялти применяются к тем шельфовым месторождениям, которые не попадают под режим налога на ресурсную ренту. Налог «роялти на ресурсную ренту» введен в штате Западная Австралия, заменив акциз и роялти.

Опыт Саудовской Аравии. Нефтяной сектор этой страны производит до 40% ВВП и дает 90% экспортных доходов. Монополию на добычу нефти имеет государственная компания Saudi Aramco.

Опыт Кувейта. Вся деятельность в области нефтедобычи, переработки и продажи нефти осуществляет государственная компания Kuwait Petroleum Corp. Участие иностранного капитала ограничивается сервисными контрактами, концессии запрещены.

Опыт Ирана. В стране запрещено предоставление прав на добычу нефти на основании концессии или путем акционерного участия. Вся деятельность в области нефтедобычи ведет государственная компания National Iranian Oil Co. Контракты с иностранными компаниями заключаются в виде сервисных контрактов, после окончания которых подрядчик передает все права национальной нефтяной компании.

Опыт Египта. Разработка нефтяных месторождений осуществляется на основе соглашений о разделе продукции [68]. После установления коммерчески рентабельных запасов подрядчику предоставляется аренда для добычи сроком на 20–30 лет. Далее создается операционная компания, принадлежащая в равных долях Египетской национальной нефтяной компании и подрядчику. Подрядчик возмещает все свои расходы на разведку из доли нефти, называемой Cost Recovery Crude Oil. Роялти выплачивается следующим образом: 10% общего количества добываемой нефти поставляется Правительству Египта национальной нефтяной компанией из своей доли нефти. Подрядчик облагается налогом на прибыль корпораций (40–55%). Персонал подрядчика уплачивает подоходный налог.

Опыт Индонезии. Согласно «Закону о нефти» добычу нефти в стране могут осуществлять только национальные предприятия (национальная нефтяная компания Pertamina). Добыча осуществляется в рамках соглашений о разделе продукции, а также совместных предприятий.

Опыт Нигерии. В Нигерии используются два типа отношений между иностранными инвесторами и Нигерийской национальной нефтяной компанией (NNPC): совместные операционные соглашения и СРП.

Согласно Совместным операционным соглашениям, партнеры делят затраты на нефтяные операции в соответствии с их акционерными долями. Каждый партнер может отдельно распоряжаться своей долей добытой нефти. Один из партнеров назначается оператором совместного предприятия. Оператор подготавливает программу проведения работ, а также их бюджет для одобрения государством, основным акционером. Подрядчик не

платит налога на прибыль корпораций. NNPC оставляет за собой право стать оператором СП. Коммерческие аспекты соглашения зафиксированы в Меморандуме понимания. Меморандум понимания предоставляет компаниям гарантированный минимум прибыли в размере 2,30 долл. за баррель после уплаты налогов и роялти. Кроме того, компаниям выплачивается бонус за увеличение запасов в случае, если за год открытые запасы превысят объем добычи компании. Размер бонуса составляет 0,5 млн долл. (за подпись), 1,0 млн долл. (при достижении добычи 10 тыс. барр/сутки и 2 млн долл. (при достижении добычи 50 тыс. барр/сутки). Ренталс составляет 750 найров (найр – местная валюта) за км² территории; ставка роялти установлена в размере 20% валового дохода, однако для морских месторождений установлена скользящая шкала от 0 до 16,67% в зависимости от глубины шельфового участка. Налог на прибыль в Нигерии составляет 50%. Государство получает 52% прибыльной нефти, причем прибыльная нефть равна суммарной выручке за вычетом эксплуатационных затрат, роялти и налоговых выплат.

Второй тип отношений с иностранными инвесторами – СРП, практикуется в отношении удаленных от берега шельфовых месторождений, либо месторождений, расположенных в труднодоступных районах страны. Обычный срок действия СРП составляет 30 лет, который включает в себя десятилетний разведочный период. Подрядчик несет все разведочные расходы, а в случае, если нефть обнаружена, также несет расходы по добыче. Если же нефть не обнаружена, подрядчику не компенсируются разведочные расходы. Нефть, добытая на условиях СРП, разделяется следующим образом. Налоговая нефть – для уплаты налогов, роялти и концессионных платежей правительству. Затратная нефть – для возмещения подрядчику капитальных инвестиций и операционных расходов в пределах определенных лимитов. Прибыльная нефть – это добытая нефть минус налоговая и затратная нефть, она разделяется между подрядчиком и NNPC.

В Великобритании в период формирования механизма изъятия рентных доходов основными элементами его служили роялти и корпоративный налог. В 1975 г. к ним присоединился налог на нефтяной доход, на который была возложена задача по изъятию сверхдоходов с месторождений континентального шельфа. Налогооблагаемая база для нефтяного налога уменьшается на величину капитальных затрат с учетом апlifта (uplift) – 75%, а позже 35%. Налог на нефтяной доход выплачивается с момента, когда накопленные доходы от реализации нефти превысят накопленные затраты с учетом апlifта. Налог на прибыль нефтяных компаний составляет 35%, с апреля 1999 г. ставка этого налога составляет 30%. Налог на сверхприбыль в размере 75% выплачивается после того, как все капитальные затраты возмещены, причем если компания добывает нефти меньше 20 тыс. барр/сутки, налог на сверхприбыль не выплачивается. Ставка этого налога в последнее время составляла 50%, но с 16 марта 1993 г. этот налог отменен.

С 1 апреля 1982 г. отменен роялти. До этого ставка этого налога составляла 12,5%.

В Великобритании существует «нефтяная скидка». Суть ее состоит в том, что налог на нефтяной доход не взимается с мелких нефтяных месторождений пока доходность на вложенный капитал по ним не превысит 15%. Механизм изъятия рентных доходов в Великобритании за счет наличия обширной системы скидок наряду с высокими ставками основных инструментов изъятий является достаточно гибким и быстро реагирует на изменение цен на нефть.

Опыт Канады. В стране установлены дифференцированные ставки налогов для различных провинций (Альберта, Британская Колумбия, Манитоба, Саскачеван). Ставки роялти установлены в размере 10–45%, но в провинциях Манитоба и Британская Колумбия на отдельных месторождениях ставка роялти равна 0. Вообще дифференцированные ставки роялти для месторождений различных типов установлены для всех регионов Канады. Комбинированная региональная и федеральная налоговая ставка дифференцирована по провинциям на уровне 40–46%. Также сильно дифференцированы ставки бонусов и ренталз. Налог на крупные корпорации составляет 0,2%.

1.9. Ведущие нефтяные компании мира

1.9.1. Общая характеристика нефтяных компаний

Нефтяные компании мира можно условно разделить на три категории: транснациональные нефтяные корпорации (ТНК), государственные нефтяные компании, независимые компании.

Транснациональные нефтяные корпорации, возникшие, как правило, 90–100 лет тому назад, превратились в настоящее время в могущественных монстров, контролирующих значительную часть нефтяного рынка. Эти компании отличаются высокой степенью вертикальной интеграции и диверсификации. В их состав входят дочерние компании, осуществляющие полный цикл нефтяного бизнеса: разведка – добыча – транспортировка – переработка – сбыт нефтепродуктов. В сферу деятельности ТНК входят также добыча, транспортировка и переработка газа, электроэнергетика, производство нефтехимической и химической продукции. ТНК имеют собственный танкерный флот, парк цистерн, хранилища, терминалы. Ряд ТНК имеют интересы в отраслях бизнеса, непосредственно не связанных с нефтяным. Они ведут свою работу в десятках стран мира. В число ТНК входят американские компании Exxon Mobil Corp., Chevron-Texaco Corp. Часть из них являются наследниками знаменитой в прошлом Standard Oil. К числу ТНК относятся англо-голландский концерн Royal Dutch/Shell, британская компания British Petroleum, французская компания Total Fina Elf. По величине активов и размерам капитализации ТНК занимают ведущие места среди мировых корпораций.

Крупнейшие государственные нефтяные компании по масштабам мало чем уступают ТНК, однако, за небольшим исключением, не отличаются такой же высокой степенью диверсификации, как ТНК. Как правило, государственные нефтяные компании охватывают полный цикл нефтяного бизнеса «от скважины до бензоколонки»; некоторые поручают сбыт нефтепродуктов другим компаниям (трейдерам). К числу крупнейших государственных компаний относятся итальянский энергетический концерн ENI, мексиканская компания Petroleos Mexicanos, венесуэльская компания Petroleos de Venezuela, саудовская компания Saudi Aramco, кувейтская компания Kuwait Petroleum Corp., индонезийская компания Pertamina, малайзийская компания Petronas, норвежские компании Statoil и Norsk Hydro и др.

Государственные национальные нефтяные компании работают на тех же рынках, что и ТНК, используют практически те же технологии, однако по уровню эффективности отстают от ТНК. Как правило, руководство национальными компаниями более консервативно, неохотно воспринимает необходимость трансформации. В силу необходимости наполнения бюджетов своих стран национальные нефтяные компании в большей степени ориентируются на краткосрочные цели, упуская задачи долгосрочного развития. Располагая огромными запасами, национальные компании не всегда позволяют себе выделить из выручки необходимые ресурсы для инвестиций и удержать высокий уровень занятости в стране. В силу традиционализма национальные нефтяные компании медленно осуществляют реорганизацию, сохраняют большие штаты управления, не меняют организационных структур. Однако в последнее время национальные нефтяные компании собираются с силами для того, чтобы достойно отреагировать на происходящие в мире и в нефтяном бизнесе изменения. Постепенно осваивается опыт ТНК, создаются совместные с ТНК предприятия, осваиваются новейшие методы управления запасами, осваиваются новые виды бизнеса, растут затраты на исследования, внедряются системы интегрированного управления на предприятиях компаний.

Независимые компании осуществляют, как правило, какую-либо одну функцию в нефтяном бизнесе, например, компания Enterprice (США) занимается в основном разведкой, USX-Marathon Group (США) – разведкой и добычей, «Tosco Refining» – переработкой нефти.

В особую группу можно выделить нефтяные компании, входящие в состав крупнейших финансово-промышленных групп, например, групп Мицуи, Мицубиси в Японии, Хёнде, Самсунг в Южной Корее.

По форме организации нефтяного бизнеса с точки зрения доминирования государственного и частного капитала нефтяные компании можно разбить на две основные группы: частные и государственные компании. К первой группе относятся компании США, Канады и Великобритании, ко второй – компании остальных нефтедобывающих стран. Россию можно отнести к первой группе. Следует отметить, что Россия оказалась среди лидеров либерализма в той сфере национальной экономики, которая традиционно была под пристальным государственным контролем.

1.9.2. Рейтинги крупнейших нефтегазовых компаний

Рейтинги компаний позволяют определить, кто есть кто в бизнесе или отдельных его сферах. Рейтинги дают неоценимую информацию для всех представителей деловых кругов – банкиров, инвесторов, торговцев, промышленников. Рейтинги недвусмысленно указывают предпринимателям на направления промышленного подъема, делового оживления, позволяют определить, с кем можно и нужно иметь дело.

Пионером в деле составления и публикации рейтингов был американский журнал *Fortune*, впервые опубликовавший список 500 американских промышленных компаний в 1955 г. Первоначально компании ранжировались по их величине. Впоследствии американский журнал *Forbs* использовал принцип ранжирования компаний не по их величине, а по динамике развития компаний. Учитывался средний за последние пять лет рост прибыльности компаний (доходность акций к суммарной их стоимости и рентабельность как отношение чистого дохода к капиталу), темпы роста объема продаж, а также абсолютные значения объемов продаж и чистой прибыли. Американский журнал *Forbs* на основании анализа динамики развития компаний делает список так называемых восходящих звезд, что является особенностью рейтингов этого журнала.

Газета *Financial Times* составляет списки 500 крупнейших компаний мира, 500 крупнейших компаний Западной Европы, 100 крупнейших американских компаний, 100 крупнейших латиноамериканских компаний, 100 крупнейших японских компаний, 50 крупнейших африканских компаний, 50 крупнейших компаний стран Ближнего Востока, 50 крупнейших восточноевропейских компаний (FT-500). Газета *Financial Times* использует в качестве критериев показатели капитализации, или рыночной стоимости компаний, а также объема продаж.

Показатель капитализации (рыночной стоимости) использует также еженедельник *Business Week* для составления рейтинга 1000 крупнейших компаний мира. Помимо капитализации еженедельник анализирует также показатели объема продаж, прибыли, динамики курса и доходности акций.

Американский журнал *Industry Week* на основе данных ряда консалтинговых фирм составляет список 1000 крупнейших промышленных компаний мира по объемам продаж. Немецкая газета *Frankfurter Allgemeine Zeitung* публикует рейтинги крупнейших компаний мира по размеру продаж и биржевой стоимости. Журнал *Central European Economic Review* ранжирует корпорации восточноевропейских стран, включая Россию, по критерию объема продаж. Журнал *Russia Review* опубликовал список 100 крупнейших российских компаний по их капитализации.

Сравнительно недавно оценки сначала 200, а затем и 400 крупнейших российских компаний стал приводить журнал «Эксперт». Основные критерии, которыми руководствуется журнал – объем реализации, балансовая прибыль, прибыль после налогообложения, количество работающих. Журнал разработал собственную методику расчета показателей. Для крупнейших компаний отдельных отраслей, в частности, для нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний, журнал определил показатели капитализации компаний, размера уставного капитала, номинала акций, средней цены акций, размеров сделок по акциям компаний.

Все перечисленные рейтинговые оценки основаны на количественных показателях. Кроме этого, используются качественные оценки для определения рейтингов компаний. В

частности, такие как: эффективность корпоративной стратегии и организации хозяйственной деятельности, максимальные долгосрочные выгоды для акционеров, этические стандарты и др.

Рейтинговые оценки крупнейших нефтегазовых компаний мира последние несколько лет дает американский журнал Oil and Gas Journal. До 1992 г. составляемый журналом перечень крупнейших нефтегазовых компаний мира включал в себя 400 компаний США и 100 компаний вне США. В 1993–1995 гг. этот список составлялся по 300 крупнейшим компаниям США и 100 компаниям вне США, а с 1996 г. – по 200 крупнейшим компаниям США и 100 компаниям вне США. Сокращение числа компаний США отражает четко выраженную тенденцию реструктуризации в нефтегазовой отрасли этой страны. Объединения и слияния компаний, поглощение одних компаний другими, приобретение активов и другие формы реструктуризации привели к концентрации в нефтегазовом секторе США. Эти же тенденции проявляются во многих странах мира, где нефтегазовая отрасль играет заметную роль в экономике.

Журналом Oil and Gas Journal производится оценка рейтингов крупнейших нефтегазовых компаний мира по таким критериям, как: активы, суммарная выручка, чистый доход, акционерный капитал, инвестиции, запасы нефти и газа, добыча нефти и газа. В дополнение к рейтинговым оценкам журнала Oil and Gas Journal с использованием данных журнала «Эксперт» и наших собственных оценок сделана попытка определить место ведущих российских нефтегазовых компаний среди крупнейших нефтегазовых компаний мира. Оценки выполнены за 1996–2005 гг. [69–87].

Другие рейтинги. Детальное исследование 10 лучших по их мнению нефтегазовых компаний мира выполнила исследовательская фирма Pira Energy Group [88]. В качестве критериев были использованы только финансовые показатели (размеры активов, суммарной выручки, акционерного капитала, наличности, показатели рентабельности). Российские компании в этом исследовании не учитывались.

Выделение десяти лучших нефтегазовых компаний мира, как уже отмечалось, во многом объясняется не только масштабами, но также степенью диверсификации их деятельности и глубиной вертикальной интеграции. Ведущие компании кроме нефтегазового сектора, включающего добычу и переработку нефти и газа и сбыт продукции этих отраслей, занимаются также нефтехимией, электроэнергетикой, угледобычей и переработкой, вторгаются с сферы альтернативной энергетики (солнечная энергия, возобновляемые виды энергии), а также в производство медицинских препаратов. Они ведут деятельность практически во всех регионах мира.

Построением сводных рейтингов нефтегазовых компаний мира занимается также еженедельник Petroleum Intelligence Weekly (PIW) [89]. Критериями при оценке являются: размеры запасов нефти и газа, уровень их добычи, объемы переработки нефти, производства и сбыта нефтепродуктов, размеры рыночной капитализации, выручки, чистой прибыли, а также число занятых.

В рейтинге еженедельника PIW фигурируют обычно как государственные, так и частные компании. Обычно определяются 50 лучших нефтегазовых компаний мира. С 1996 г. в этот список включаются российские компании. В 1996 г. они занимали места, начиная с 26-го. В 1997 г. в список вошло 9 российских компаний. Российские специалисты предлагают собственные критерии сопоставления российских и иностранных компаний [90].

Оригинальная методика оценки рейтингов мировых нефтегазовых компаний в основном по финансовым показателям разработана группой американских специалистов [91]. В качестве критериев использованы следующие показатели: цена производства, размер амортизационного фонда, норма амортизации, суммарная выручка, размер денежной наличности, темпы воспроизводства запасов, затраты на геологоразведочные работы и прочие инвестиции, планируемая чистая приведенная стоимость, процент возврата на капитал на стадии добычи. В приведенном ими исследовании не учитывались государственные нефтяные компании ряда стран, а также российские компании. Результаты

рейтинговых оценок по финансовым и производственным показателям текущей деятельности существенно отличаются от рейтинговых оценок, рассчитанных по другим критериям.

Большинство из приведенных выше критериев для выявления рейтинговых оценок нефтегазовых компаний базируются на количественных показателях производственно-финансовой деятельности компаний. Однако могут применяться и качественные оценки.

При составлении международных рейтинговых оценок в ряде случаев используются критерии, учитывающие авторитетность компаний. При этом принимаются во внимание такие категории, как: эффективность корпоративной стратегии, решение экологических и социально-этических проблем, репутация компании. В известном рейтинге FT-500 1997 г. в перечень 31 наиболее авторитетных промышленных компаний мира входят две нефтегазовые (British Petroleum – 2-ое место и Royal Dutch/Shell – 11-ое место). Более высокая оценка общественного резонанса компании British Petroleum объясняется тем, что в последние годы компания Royal Dutch/Shell несколько подорвала свой имидж в связи с рядом конфликтов по экологическим вопросам и правам человека. Напротив, British Petroleum удалось трансформироваться в международный бизнес, миновав болезненные экологические и этические аспекты.

Рейтинг результатов корпоративного управления разрабатывает компания Energy Intelligence. Она составляет рейтинги 20 крупнейших нефтегазовых компаний мира по результатам анализа их корпоративного управления. Анализу обычно подвергаются компании, у которых доля участия государства менее 50%. В качестве критерия оценки компания Energy Intelligence использует: число директоров, разделенность функций главы компании и председателя совета директоров, наличие независимых директоров, доля директоров в капитале компании, независимый аудит, комитеты по выдвижению в советы директоров и определению вознаграждения, частота переизбрания директоров [92].

На основании рейтинговых оценок нефтегазовых компаний мира по таким критериям, как активы, выручка, рыночная капитализация, чистый доход, рентабельность (как отношение чистого дохода к активам), размер капиталовложений и затрат в геологоразведочные работы, объем добычи нефти, запасы нефти, объем добычи газа, запасы природного газа, мощности по нефтепереработке автором были сделаны попытки составления сводных рейтингов, исходя из суммы мест по каждому критерию.

При составлении рейтингов в состав оцениваемых компаний входили государственные нефтяные компании Саудовской Аравии, Ирана, Мексики, Китая, Венесуэлы, Нигерии, Объединенных Арабских Эмиратов, Кувейта, Ливии, Индонезии, Бразилии, Ирака, Египта, Омана; смешанные компании Норвегии; российский газовый концерн Газпром, а также частные компании США, Канады, Великобритании, Аргентины, России.

Государственные нефтегазовые компании стран – членов ОПЕК, как правило, не выставляют свои акции для свободной продажи на фондовых рынках. Более того, часть из них – это унитарные предприятия, а не акционерные общества. Распределение финансовых потоков таких компаний происходит на уровне правительства этих стран и часто смешивается с расходами и доходами государственных бюджетов. Рыночную стоимость этих предприятий обычно оценивают исходя из основных производственных показателей, таких как запасы, добыча, переработка.

Финансовые показатели (капитализация, стоимость активов и т.п.) определяются экспертно путем сравнения их с относительными показателями транснациональных и независимых компаний и с учетом поправок на страновые риски.

1.9.3. Производственно-финансовые показатели ведущих нефтегазовых компаний

Рейтинговые оценки компаний отражают особенности ситуации, сложившейся в нефтегазовом секторе мира на год составления оценок. Ниже выполнен анализ ситуации на рынке нефти в период 1996–2004 гг.

Наиболее примечательной чертой 1996 г. для нефтегазового сектора был рост мировых цен на нефть. В 1996 г. цена на нефть оказалась самой высокой после 1990 г. Не вдаваясь в анализ причин роста мировых цен на нефть в 1996 г., что является темой отдельного исследования, можно отметить, что фактор роста мировых цен оказал весьма заметное влияние на темпы роста добычи и потребления нефти и газа, а также на основные показатели производственно-финансовой деятельности нефтегазовых компаний.

В 1996 г. мировая цена на нефть выросла на 16,7%; потребление нефтепродуктов возросло на 3,2%, в т.ч. в развитых странах на 2% вследствие общего роста экономики и холодной зимы в США и западноевропейских странах. В развивающихся странах рост потребления нефтепродуктов составил 5,6%, в т.ч. в регионе Юго-Восточной Азии – 7,5%, Латинской Америке – 8,1%. В бывш. СССР потребление нефтепродуктов снизилось на 10%. В 1996 г. увеличилась активность в бурении скважин, возросли запасы нефти и газа. Можно резюмировать, что 1996 г. был благополучным для большинства крупных нефтегазовых компаний мира.

В 1997 г. производственно-финансовые показатели крупнейших нефтегазовых компаний мира были несколько хуже, чем в 1996 г. Цены на нефть по сравнению с 1996 г. снизились на 3,1% (до 18,38 долл./барр.). В то же время потребность в нефти и нефтепродуктах в 1997 г. возросла в большинстве районов мира. Лишь в США спрос на нефть был ниже на 5%, и из-за финансового кризиса, случившегося осенью 1997 г. в странах Юго-Восточной Азии, стала снижаться потребность в нефти в этом регионе.

Если несколькими крупными мазками попытаться охарактеризовать ситуацию в мировом нефтегазовом комплексе в 1998 г., то можно отметить следующее:

- существенное падение мировых цен на нефть и природный газ;
- заметное ухудшение сводных производственно-финансовых показателей деятельности ведущих нефтегазовых компаний мира;
- рост, хотя и незначительный, мирового потребления нефти и природного газа;
- консолидация и диверсификация, позволившие в определенной степени стабилизировать ситуацию в ряде компаний.

Не вдаваясь в детали нефтяного кризиса, отметим лишь, что в 1998 г. средняя мировая экспортная цена нефти снизилась с 18,38 долл./барр. в 1997 г. до 11,92 долл./барр. в 1998 г. В США цена нефти (на устье скважины) снизилась с 17,22 долл./барр. в 1997 г. до 10,88 долл./барр. в 1998 г., а цена нефти, поступающей на нефтеперерабатывающие заводы снизилась соответственно с 19,04 долл./барр. до 12,57 долл./барр.

Одновременно с падением цен на нефть снизились цены на нефтепродукты. В США оптовая цена автомобильного бензина снизилась с 70 ц/гал. в 1997 г. до 52,7 ц/гал., а розничная цена – с 1,291 долл./гал. до 1,115 долл./гал. Оптовая цена дизельного топлива снизилась с 60 ц/гал. в 1997 г. до 44,4 ц/гал. в 1998 г., а мазута – с 42,3 ц/гал. до 28,6 ц/гал. Снизилась также цена природного газа. В США цена природного газа (на устье скважины) упала с 2,32 долл./тыс.куб.ф до 1,96 долл./тыс.куб.ф, а оптовая цена на газ с 2,44 долл./тыс. куб.ф. до 2,03 тыс. куб.ф.

В то же время суммарное мировое потребление нефти в 1998 г. возросло, хотя и незначительно по сравнению с 1997 г. (на 0,7%). Рост имел место в США, странах Латинской Америки, Китае, ближневосточных странах, Африке. В странах Юго-Восточной Азии в связи с разразившимся там экономическим кризисом произошел спад потребления нефти. Уменьшилось потребление нефти в странах бывш. СССР – на 2,3%.

Потребление природного газа в мире в 1998 г. увеличилось на 1,3%, причем рост произошел во всех регионах мира, кроме США и Канады.

Падение цен на нефть в 1998 г. вызвало заметное ухудшение финансовых индикаторов крупнейших нефтегазовых компаний мира.

В 1999 г. цены на нефть с 9,87 долл./барр. в феврале выросли до 24,89 долл./барр. в конце года, а среднегодовые цены увеличились с 11,92 долл./барр. В 1998 г. до 17,37 долл./барр. в 1999 г. Средняя цена поступающих на НПЗ США местных нефтей в 1998 г.

была 12,57 долл./барр., а в 1999 г. – 17,47 долл./барр. Возросли цены на нефтепродукты. Цена автобензина в США с 52,6 ц/гал. возросла до 64 ц/гал., а на заправке стоимость автобензина возросла с 1,115 ц/гал. до 1,221 ц/гал. Дороже стали авиационный керосин: его цена в США увеличилась с 97,5 ц/гал. до 105,9 ц/гал.; дизельное топливо – его цена возросла с 49,4 ц/гал. до 57,5 ц/гал. Цена природного газа увеличилась в меньшей степени, в частности, в США с 69 долл./тыс.куб.м до 73,2 долл./тыс.куб.м.

В 2000 г. в мировом нефтегазовом секторе продолжался рост цен и активно проходил процесс консолидации. Рост мировой добычи составил по сравнению с 1999 г. 4% (с 3451,8 млн т до 3589,6 млн т). Возросла добыча природного газа с 2323,2 млрд куб.м до 2422,3 млрд м³, т.е. на 4,3%. Потребление нефти в 2000 г. увеличилось на 1%, а природного газа – на 4,8%. Выросли цены на нефть: цена арабской нефти «дубай» увеличилась с 17,30 долл./барр. до 26,24 долл./барр., североморской нефти «брент» с 18,25 долл./барр. до 28,98 долл./барр., африканской нефти «форкадос» с 18,0 долл./барр. до 28,42 долл./барр., западнотехасской нефти с 19,31 долл./барр. до 30,37 долл./барр.

Цена нефти на устье скважины в США возросла в 2000 г. по сравнению с 1999 г. с 15,53 долл./барр. до 26,74 долл./барр., природного газа с 2,31 долл./млн.ВТУ (83 долл./тыс.куб.м) до 4,26 долл./млн.ВТи (153 долл./тыс.куб.м). Цена автобензина на автозаправочной станции в США выросла с 1,22 долл./галлон до 1,56 долл./галлон [181]. Из-за роста цен увеличились практически все производственно-финансовые показатели нефтегазового сектора мира и, в частности, США.

В 2001 г. ситуация в мировом нефтегазовом комплексе была вполне благоприятная, хотя цены по сравнению с предыдущим годом несколько снизились. Мировая добыча нефти и объемы ее потребления практически сохранились на уровне 2000 г. Цена нефти сорта «брент» составляла в 2001 г. 24,77 долл./барр., западнотехасской нефти – 25,93 долл./барр., африканской нефти сорта «форкадос» – 24,23 долл./барр. аравийской нефти сорта «дубай» – 22,8 долл./барр., т.е. снизились в среднем на 15%.

В 2002 г. среднемировая цена нефти составила 25,06 долл./барр., что было выше цены 2001 г. на 2,6%. Цена природного газа в США возросла с 2,95 долл./млн ВТУ до 4,02 долл./млн ВТУ.

Цена газа на европейском рынке в 2002 г. снизилась по сравнению с 2001 г. со 150,8 долл./тыс. м³ до 124,9 долл./м³.

Таким образом, исследуемый период характеризовался фазами подъема, спада и нового подъема цены, что позволило с большей наглядностью продемонстрировать динамику основных производственно-финансовых показателей крупнейших нефтегазовых компаний и показать изменение их рейтингов.

В 2003 г. цены на нефть в США возросли до 28,5 долл./барр. по сравнению с 25,0 долл./барр. в 2002 г. Увеличились и цены на автобензин с 1,44 долл./гал. до 1,64 долл./гал. В 2003 г. шла война в Ираке. Прибыльность НПЗ осталась на уровне 2002 г. – 3,25 долл./барр. Добыча нефти ведущими американскими компаниями увеличилась на 4,6% по сравнению с 2002 г., хотя число компаний, активы которых превысили 1 миллион долларов, сократилось со 154 до 146. Объем добычи газа ведущими американскими компаниями в 2003 г. снизился на 2,1 %.

В 2004 г. продолжился рост цен на нефть. Цена нефти с 28,5 долл./барр. возросла до 36,77 долл./барр., а цена дистиллата с 1,355 долл./гал до 1,545 долл./гал, регулярного неэтилированного бензина с 1,638 долл./гал до 1,923 долл./гал. Несмотря на рост цен потребление нефти в мире возросло по данным Мирового энергетического агентства с 3,96 млн т до 4,1 млн т.

Сводные производственно-финансовые показатели ведущих нефтегазовых компаний США в период 1996–2004 гг. приведены в табл. 1.63.

Таблица 1.63

Динамика отдельных показателей производственно-финансовой деятельности ведущих нефтегазовых компаний США в период 1996–2004 гг. [19–37] [69–87, 93, 94]

Показатели	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Суммарные активы, млрд долл.	512,40	522,10	454,80	477,81	503,32	491,7	483,4	573,6	695,3
Чистая прибыль, млрд долл.	33,9	32,50	3,62	22,27	73,17	31,7	19,3	48,7	67,7
Капитальные вложения и затраты на геологоразведочные работы, млрд долл.	61,50	71,90	69,3	50,28	59,97	69,8	57,4	55,8	67,4
Добыча нефти и газового конденсата, млн т	447,70	460,40	447,6	441,33	420,3	413,0	382,4	400,1	391,1
Добыча природного газа, млрд м ³	482,90	494,3	460,9	474,2	450,8	455,8	449,4	440,2	420,0
Рентабельность (чистый доход к активам), %	6,60	6,20	0,79	4,66	14,53	5,45	4,0	8,49	9,74
Рентабельность (чистый доход к акционерному капиталу), %	12,56	15,90	2,30	13,35	40,0	16,6	10,0	19,66	22,12

Как видно из приведенных данных, сводные производственно-финансовые показатели ведущих нефтегазовых компаний США заметно колебались и в существенной степени зависели от цен на нефть и природный газ.

Особенно заметным было ухудшение производственно-финансовых показателей американских нефтегазовых компаний в 1998 г.

Из-за существенного падения цен финансовые результаты деятельности 200 ведущих нефтегазовых компаний США в 1998 г. достигли рекордно низкого уровня: по сравнению с 1997 г. активы снизились на 12,9%, добыча нефти и газового конденсата упала на 2,8%, природного газа – на 6,8%, капиталовложения и затраты в геологоразведочные работы уменьшились на 3,6%. Наиболее заметным было снижение объема чистого дохода (до 3,62 млрд долл. в 1998 г.), т.е. до самого низкого уровня за весь тринадцатилетний период составления журналом «Oil and Gas Journal» рейтингов нефтегазовых компаний. В 1998 г. только 69 нефтегазовых компаний США (из 200 ведущих) имели прибыль (для сравнения отметим, что в 1997 г. таких было 139, а в 1996 г. 163). Число компаний, чистый доход которых превысил 100 млн долл., составило всего 12 (в 1997 г. – 32, 1996 г. – 34).

В 1998 г. 131 нефтегазовая компания США (из 200 ведущих) имели убытки, причем убытки свыше 100 млн долл. имели 23 компании (в 1997 г. – 4, 1996 г. – ни одной).

Заметно ухудшились показатели рентабельности ведущих американских нефтегазовых компаний (средний показатель рентабельности, как отношение чистого дохода к активам, в 1998 г. снизился до 0,8%, к акционерному капиталу – до 2,3%, а к сумме реализации – до 0,9%, что по отношению к рекордно высокому уровню 1996–1997 гг. означает падение в несколько раз).

В связи с ростом цен чистый доход ведущих американских нефтегазовых компаний в 1999 г. по сравнению с 1998 г. возрос более чем в 6 раз. Прибыль в 1999 г. из 200 упомянутых компаний получили 118 (в 1998 г. только 69). Число компаний, чьи чистые доходы превысили 100 млн долл., в 1999 г. составило 21 (1998 г. – только 12). Потери более 100 млн долл. не понесла в 1999 г. ни одна компания, а в 1998 г. таких компаний было 23. Возросли также показатели рентабельности (к активам, акционерному капиталу, выручке).

В 2000 г. в перечень OGI-200 попали 197 компаний, что свидетельствует о продолжающейся тенденции к консолидации. Наряду с ранее упомянутыми объединениями крупнейших компаний (Exxon Mobil, BP Amoco и др.) в 2000 г. произошло слияние ряда американских компаний, в частности, El Paso Corp. соединилась с Coastal, Anadarko Petroleum Corp. поглотила Union Pacific Resources Group Inc. и т.п. В 2000 г. крупнейшие американские нефтегазовые компании резко увеличили показатели выручки (с 458 млрд долл. до 625 млрд долл.), чистого дохода (с 22 млрд долл. до 73 млрд долл.), инвестиций и затрат в геологоразведочные работы (с 50 до 60 млрд долл.). Возросли показатели рентабельности. Представители отдельных компаний, например, Chevron Corp. утверждали,

что в 2000 г. компанией была получена наиболее высокая прибыль за 121 год существования компании. Резко сократилось число компаний, понесших убытки (с 82 до 34).

В 2001 г. в список ведущих нефтегазовых компаний США попали 176 компаний (в списке 2000 г. их было 197). Этот показатель еще раз подтверждает тенденцию консолидации в нефтегазовом комплексе США. Из-за падения цен на нефть и газ снизились показатели выручки (с 625 млрд долл. до 509 млрд долл.); чистого дохода (с 73 млрд долл. до 31,7 млрд долл.); рентабельности (к активам) – с 14,53% до 5,45%.

В 2002 г. в список OGJ-200 вошли 154 компании, чьи активы превысили миллион долларов. Суммарная выручка этих компаний снизилась на 10% по сравнению со списком 2001 г., а чистый доход уменьшился на 39%. Снижился показатель рентабельности.

В 2003 г. в список OGJ-200 вошло 146 компаний, активы которых превысили 1 млн долл., однако их суммарные активы выросли по сравнению с вошедшими в список 154 компаниями в 2002 г. на 18,6%, чистая прибыль – почти в 3 раза. В 2003 г. рост продолжился. Суммарные активы 142 компаний превысили уровень 2002 г. на 21,1%, а чистый доход – на 39%.

В 2004 г. активы крупнейших американских нефтегазовых компаний возросли по сравнению с 2003 г. на 21,2%, чистая прибыль – на 39%, достигнув самого высокого за последнее десятилетие уровня; на 1,25 процентных пункта выросла рентабельность. При этом суммарная добыча нефти крупнейшими американскими компаниями даже снизилась на 2,25%. Причина одна – рост цен.

Ниже приведены производственно-финансовые показатели ведущих нефтегазовых компаний мира. Следует отметить, что при составлении журналом Oil and Gas Journal мировой таблицы о рангах 25 ведущих нефтегазовых компаний мира по показателям активов, суммарной выручки, чистого дохода, капиталовложений не учтены крупные государственные компании Саудовской Аравии, Ирана, Ирака, Абу-Даби, Ливии, Алжира, Нигерии, Омана, Индии, Индонезии, Малайзии, Анголы. Как правило, эти компании представляют сведения лишь о показателях добычи и запасов нефти и природного газа.

Основным показателем, по которому определяется значимость той или иной промышленной, в т.ч. нефтегазовой компании, принят показатель величины активов компании. Перечень 25 ведущих нефтегазовых компаний мира по итогам 1999–2001 гг. по показателю активов приведен в табл. 1.64.

Таблица 1.64

Крупнейшие нефтегазовые компании мира по показателю активов в 1999–2001 гг.

Место			Наименование компаний	Величина активов, млн. долл.		
2001	2000	1999		2001	2000	1999
1	1	1	Exxon Mobil Corp. (США)	143174	149000	144521
2	2	3	British Petroleum plc (Великобритания)	141158	143938	89561
3	3	2	Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобритания)	111543	122498	113883
4	4	4	Total Rna Elf AS (Франция)	78863	79970	80415
–	5	6	Petroleos Mexteanos (Мексика)	н.д.	59805	51506
6	6	7	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	57542	57098	49990
8	7	5	Sinopec (PetrochinaCo. Ltd.) (Китай)	55684	51712	53870
7	8	8	ENI (Италия)	55841	51358	45874
9	9	9	Repsol YPF SA (Испания)	45941	47764	41756
5	10	10	Chevron Corp. (США)	77572	41264	40688
10	11	12	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	36854	39215	33733
–	12	15	BP Amoco US (CLUA)	–	38170	27348
13	13	13	Petronas (Малайзия)	31996	36589	31996
–	14	17	Shell Oil US (США)	–	32919	26111
–	15	14	Texaco Inc. (США)	–	30886	28972
15	16	11	Nippon Mitsubishi Oil (Япония)	25851	30823	36667
11	17	16	Kuweit Petroleum Corp. (Кувейт)	36857	26910	27248
17	18	19	Statoil ASA (Норвегия)	22256	24665	20983
18	19	18	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	22059	22313	22150
12	20	25	Phillips Petroleum (США)	35217	20509	15201

Место			Наименование компаний	Величина активов, млн. долл.		
2001	2000	1999		2001	2000	1999
20	21	27	Occidental Petroleum Corp. (США)	17850	19414	14125
14	22	21	Conoco Inc. (США)	27904	18127	16375
16	23	20	BHP Petroleum Pty Ltd. (Австралия)	22793	17500	20600
19	24	29	ЛУКОЙЛ (Россия)	19942	17109	9255
21	25	22	USX-Marathon Group (США)	16129	15232	15706

Изменения в рейтинге 25 ведущих мировых нефтегазовых компаний мира в 1998 г. по сравнению с 1997 г. не столь велики, но тем не менее заслуживают более детального рассмотрения. Объединенная компания British Petroleum plc, включая американскую BP Amoco US по величине суммарных активов в 1998 г. (112037 млн долл.) не смогла выйти на первое место в мире, хотя и превысила показатели традиционного лидера англо-голландской компании Royal Dutch/Shell, но все же отстала от группы Royal Dutch/Shell и Shell Oil Co. (USA) – 1136611 млн долл.. В перечне 25 ведущих компаний мира в 1998 г. не было ни одной российской компании. Если в 1997 г. в нем присутствовало ОАО Газпром (15-е место) и вплотную стояла НК ЛУКОЙЛ (27-е место), то после обвальной девальвации рубля в августе 1998 г. оценка активов российских компаний существенно снизилась. Приводимые журналом «Эксперт» оценки капитализации компаний в 1998 г. были следующими (млн долл.): ЛУКОЙЛ – 5401,8; Сургутнефтегаз – 4085; ОАО Газпром – 3955; Сибнефть – 1511,3. Это означает, что в перечне мировых нефтегазовых компаний по показателю активов НК ЛУКОЙЛ занимала 42-е место в 1998 г., остальные – еще более далекие места.

Изменения в рейтинге крупнейших нефтегазовых компаний по показателю размера активов в 1999 г. были более существенными, чем в предыдущем году. Главная причина – слияние и поглощение компаний. Бессменный лидер мировых рейтингов – англо-голландский концерн Royal Dutch/Shell уступил первое место объединенной корпорации Exxon-Mobil. Устойчивое третье место сохранилось за британской компанией BP plc, поглотившей Amoco Corp. (США), а четвертое – за французской группой Total Fina Elf AS, в состав которой вошла бельгийская компания Fina. Если еще учесть ожидаемое слияние американских компаний Chevron и Техасо, то можно с уверенностью сказать, что первенство в мировой таблице о рангах крупнейших нефтегазовых компаний за объединенными компаниями.

Состоявшиеся в 1998–1999 гг. слияния и поглощения частных компаний несколько понизили рейтинги государственных нефтегазовых компаний. В частности, венесуэльская компания Petroleos de Venezuela SA, итальянская энергетическая компания ENI, кувейтская компания Kuwait Petroleum Corp. снизили рейтинг; мексиканская государственная компания Petroleos Mexicanos передвинулась вверх, бразильская Petroleo Brasileiro сохранила свои позиции. Значительный рывок (с 20-го на 8-ое место) сделала испанская компания Repsol, поглотившая аргентинскую YPF SA. Также повысили свой статус объединенная японская компания Nippon Mitsubishi Oil, норвежские государственные компании Norsk Hydro и Statoil.

В число крупнейших компаний журнал Oil and Gas Journal включил в 1999 г. три российские компании (ЛУКОЙЛ, ЮКОС, Сибнефть). Показатели их активов в 1999 г. таковы: ЛУКОЙЛ (9255 млн долл.) – место в конце второй десятки, ЮКОС (6003 млн долл.) – в середине третьей, Сибнефть (4280 млн долл.) – в середине четвертой десятки.

Отметим, что по оценке американского журнала Fortune седьмое место по величине активов занял бы российский газовый концерн Газпром (47776 млн долл.), однако российские оценки активов Газпрома существенно ниже.

В 2000 г. положение ведущих нефтегазовых компаний несколько изменилось. Объединенная американская компания Exxon-Mobil сохранила первое место по показателю активов. На второе место вышла BP PLC (после присоединения американской ARCO), а на третье переместился концерн Royal Dutch/Shell. Незначительные изменения произошли в остальной части перечня 25 ведущих компаний, в который вошла российская компания

ЛУКОЙЛ (23 место).

В 2001 г. первая четверка мировых нефтегазовых компаний сохранила свои позиции. Занимавшая в 2000 г. пятое место мексиканская компания Petroleos Mexicanos не представила в 2001 г. данных по размеру суммарных активов и ее место заняла объединенная компания Chevron-Техасе сохранили свои позиции компании Petroleos de Venezuela, Petrochina, ENI, Repsol-YPF, Petroleo Brasileiro. Повысили рейтинг американские компании Phillips Petroleum и Conoco. Российская компания ЛУКОЙЛ вошла в первую двадцатку мировых нефтегазовых компаний по размеру активов.

В 2002 г. рейтинг ведущих нефтегазовых компаний мира, особенно первой десятки, изменился незначительно. Тем не менее изменения произошли. Компания BP, активы которой в 2002 г. составили 159 млрд долл., вышла на первое место, обогнав Royal Dutch/Shell (152,7 млрд долл.) и Exxon Mobil (152,6 млрд долл.). Эти компании образуют устойчивую тройку призеров, меняя время от времени свои позиции в рейтинге. Второй эшелон компаний в 2002 г. составили Total (89,5 млрд долл.), Chevron Техасо (77,4 млрд долл.), Conoco Phillips (76,8 млрд долл.), ENI (69 млрд долл.), Petroleos Mexicanos (60,9 млрд долл.), Petrochina Co. Ltd (Синоpec) – 58,4 млрд долл. и Petroleos de Venezuela SA (56,9 млрд долл.). Российская компания ЛУКОЙЛ по показателю стоимости активов в 2002 г. заняла 17-е место, ЮКОС – 21-е место.

В 2003–2004 гг. рейтинг крупнейших нефтегазовых компаний мира по показателю активов представлен в табл. 1.65.

Таблица 1.65

Крупнейшие нефтегазовые компании мира по показателю суммарных активов в 2003–2004 гг. [93–96]

Место		Наименование компаний	Активы, млрд долл.	
2004 г.	2003 г.		2004 г.	2003 г.
1	2	Exxon Mobil Corp. (США)	195,6	174,3
2	2	Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобритания)	192,7	168,1
3	1	British Petroleum plc (Великобритания)	191,1	177,6
4	4	Газпром (Россия)	115,5	90,2
5	10	Total SA (Франция)	113,9	63,5
6	6	Chevron – Техасо Corp. (США)	93,2	81,5
7	5	Conoco-Phillips (США)	92,9	82,5
8	14	ENI (Италия)	91,1	37,2
9	8	Petroleos Mexicanos (Мексика)	84,1	74,3
10	12	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	63,1	53,6
11	11	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	62,3	58,0
12	9	PetroChina Co.' Ltd. (Китай)	56,7	64,2
13	13	Petronas (Малайзия)	53,4	53,5
14	18	Repsol YPF SA (Испания, Аргентина)	52,7	30,2
15	7	RWE-DEA (Германия)	42,2	78,7
16	16	Statoil ASA (Норвегия)	40,6	33,2
17	17	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	32,7	32,8
18	–	El Paso Corp. (США)	31,4	–
19	21	En Cana Corp. (Канада)	31,2	24,1
20	20	ЛУКОЙЛ (Россия)	29,8	25,6
21	19	Davon Energy Corp. (США)	29,1	27,2
22	23	Marathon Oil Corp. (США)	23,4	19,5
23	24	Occidental Petroleum Corp. (США)	21,4	18,2
24	22	Anadarko Petroleum Corp.(США)	20,2	20,5
25	–	Amerada Hess Corp. (США)	16,3	–
–	15	Kuweit Petroleum Corp. (Кувейт)	нет данных	55,3
–	25	Qatar Petroleum Corp. (Катар)	–	16,8

Рейтинг 25 ведущих нефтегазовых компаний мира по показателю объема продаж в 1998–2000 гг. приведен в табл. 1.66. Изменения по сравнению с 1997 г. в этом перечне невелики, однако суммарный объем продаж 25 ведущих компаний в 1998 г. оказался на 18,3% ниже, чем в 1997 г. Суммарный объем продаж объединенной компании BPAmoco plc

вывел ее на второе место (101464 млн долл.).

Таблица 1.66

Рейтинг ведущих нефтегазовых компаний мира по объему продаж в 1998–2000 гг.

Место			Наименование компаний	Объем продаж, млн долл.		
1998 г.	1999 г.	2000 г.		1998 г.	1999 г.	2000 г.
2	1	1	Exxon Mobil Corp. (США)	117772	185527	232748
1	2	2	Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобритания)	138274	149706	191511
3	3	3	British Petroleum plc (Великобритания)	68304	83566	148062
4	4	4	Total Fina Elf SA (Франция)	35919	70338	105759
6	5	5	BP-Amoco US (филиал BPAmoco plc)	33160	38786	72884
9	9	6	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	25569	32648	53680
7	6	7	Chevron Corp. (США)	30597	36586	52129
7	8	8	Texaco Inc. (США)	31707	35691	51130
8	7	9	Petroleos Mexicanos (Мексика)	29089	36084	50625
5	10	10	ENI (Италия)	34628	29959	45054
13	13	11	Repsol-YPF SA (Испания)	21178	24649	42229
11	11	12	Conoco Inc. (США)	23168	27309	39287
10	15	13	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	25307	23467	35496
12	14	14	USX Marathon Group (США)	22075	24372	33850
14	12	15	Nippon Mitsubishi Oil Co. (Япония)	20153	26564	33145
н.д.	16	16	PetroChinaCo. Ltd. (Китай)	н.д.	21275	29233
16	17	17	Shell Oil Co. (США)	15451	19277	29671
15	20	18	Kuweit Petroleum Corp. (Кувейт)	17811	14863	29384
н.д.	24	19	Veba (Германия)	н.д.	12256	26581
17	18	20	Statoil ASA (Норвегия)	14146	17822,2	23605
20	21	21	Phillips Petroleum Co. (США)	11845	13852	21227
–	19	22	Petronas (Малайзия)	н.д.	15957	19303
19	22	23	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	12921	13065	17825
22	23	24	Газпром (Россия)	6949	12412	17713
18	25	25	Chines Petroleum Corp. (Тайвань)	13140	11949	14488
21	26	26	ЛУКОЙЛ (Россия)	10452	10916	13240

В 2004 г. компания Exxon Mobil вернула себе утраченную было позицию мирового лидера среди нефтегазовых компаний мира. Твердо закрепился на четвертом месте российский Газпром, который в 1999–2001 гг. даже не входил в список 25 крупнейших нефтегазовых компаний мира. Устойчивое 20-е место занял российский ЛУКОЙЛ. Эта компания в 1999–2001 гг. замыкала первую двадчатку компаний. Вернули утраченные позиции в 2003 г. итальянская энергетическая компания ENI и французская Total, переместившись соответственно с 14-го на 8-е и с 10-го на 5-е места.

Из российских компаний в 1998 г. в рейтинг вошло ОАО Газпром (17497 млн долл. – 21 место). Нефтяная компания ЛУКОЙЛ занимала по объему продаж 23-е место (10452 млн долл.), Башкирская топливная компания (3379 млн долл.), СИДАНКО (3203,5 млн долл.) и Сургутнефтегаз (3122,4 млн долл.) находились в четвертом десятке рейтинга, а ЮКОС и Сибнефть замыкали пятый десяток.

В 1999 г. изменения в рейтинге нефтегазовых компаний по показателю суммарной выручки оказались более существенными, чем в предыдущем году. Здесь также как и в отношении основного рейтингового показателя (активов) произошли изменения, связанные со слиянием и поглощением компаний. На первое место выдвинулась объединенная компания Exxon Mobil Corp., оттеснив голландский концерн Royal Dutch/Shell на второе место. Сохранила третье место британская компания BP Amoco, поглотившая американскую компанию Amoco Corp. Четвертое место также за объединенной французской компанией Total Fina Elf. На пятом месте можно считать еще одну потенциально объединившуюся компанию Chevron-Техасо. Государственные компании Petroleos Mexicanos, Petroleos de Venezuela, Repsol YPF SA, Norsk Hydro и Statoil улучшили свои рейтинговые показатели выручки по сравнению с 1998 г. Российские компании Газпром и ЛУКОЙЛ по объемам продаж приблизились к первой двадчатке (23-е и 25-е места), ЮКОС занимал по этому

показателю место в конце третьей десятки.

Американским журналом Fortune приведены данные о выручке китайской нефтяной компании Sinopet в 1999 г. – 41883 млн долл., американской газовой компании Enron Corp. – 40112 млн долл., объединенной японской компании Nippon Mitsubishi Oil – 24215 млн долл., индийской нефтяной компании Indian Oil – 18729 млн долл., японской компании Idemitsu Kosan – 15636 млн долл. С учетом этих данных, рейтинги за 1999 г., приведенные в табл. 1.66, несколько изменились.

Рейтинги компаний по показателю выручки в 2000 г. в еще большей степени подтвердили лидерство объединенных компаний. Заметно выросли объемы выручки по всем компаниям, вошедшим в перечень. Суммарная выручка 25 ведущих компаний в 2000 г. оказалась выше аналогичного показателя за 1999 г. на 441 млрд долл., или на 44,6%.

В 2001 г. по показателю объема продаж первые три места в рейтинге сохранили гиганты Exxon Mobil, Royal Dutch/Shell и BP, к которым прибавилась еще одна крупнейшая американская нефтегазовая компания Chevron Техасо, оттеснившая на пятое место европейский нефтяной консорциум Total Fina Elf. Большинство крупных компаний сохранили свои места в рейтинге по показателю объема продаж. Следует отметить увеличение рейтинга американских компаний Conoco Inc. и Phillips Petroleum Co., а также то, что 18-е место в рейтинге занял российский газовый концерн Газпром, а 23-е место нефтяная компания ЛУКОЙЛ (в 2000 г. занимали соответственно 24-е и 26-е места). Снижение цен на нефть сказалось и на суммарном объеме продаж 25 ведущих нефтегазовых компаний в 2001 г., который был меньше соответствующего показателя 2000 г. на 156 млрд долл., или 10,9%.

В 2002 г. на первое место по объему продаж среди нефтегазовых компаний вышел англо-голландский концерн Royal Dutch/Shell (235,6 млрд долл.), обогнав Exxon Mobil (204,5 млрд долл.), BP (178,7 млрд долл.). Список второго эшелона нефтегазовых компаний по показателю объема продаж возглавила объединенная компания Chevron Техасо (99 млрд долл.), далее шли Total (97 млрд долл.), Conoco Phillips (57,2 млрд долл.), ENI (51,4 млрд долл.), Petroleos Mexicanos (48,9 млрд долл.), Statoil (35,1 млрд долл.) и Nippon Oil Corp. (34,9 млрд долл.). В перечень 25 крупнейших нефтегазовых компаний по объему продаж в 2002 г. вошли Газпром (20,3 млрд долл., 18-е место), ЛУКОЙЛ (15,3 млрд долл., 21-е место), ЮКОС (11,4 млрд долл., 22 место).

Рейтинг 25 крупнейших нефтегазовых компаний мира по показателю суммарной выручки 2003–2004 гг. приведен в табл. 1.67.

Таблица 1.67

Рейтинг 25 ведущих нефтегазовых компаний мира по показателю суммарной выручки в 2003–2004 гг. [93–96]

Место		Наименование компаний	Выручка, млрд долл.	
2004 г.	2003 г.		2004 г.	2003 г.
1	1	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	337,5	268,9
2	2	Exxon Mobil Corp. (США)	298,0	246,7
3	3	British Petroleum plc (Великобритания)	285,0	232,6
4	4	Chevron Texaco Corp. (США)	155,3	121,8
5	6	Total SA (Франция)	152,6	92,5
6	5	Conoco Phillips (США)	136,9	105,1
7	7	Petroleos Mexicanos (Мексика)	68,7	55,7
8	8	ENI (Италия)	65,2	46,3
9	9	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	64,5	46,0
10	12	RWE-DEAAG (Германия)	52,4	38,8
11	10	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	51,9	42,7
12	15	Repsol-YPF SA (Испания, Аргентина)	51,8	39,2
13	11	Marathon Oil Corp. (США)	49,9	41,2
14	13	PetroChinaCo. Ltd. (Китай)	46,9	36,7
15	14	Statoil ASA (Норвегия)	45,4	35,2
16	20	ЛУКОЙЛ (Россия)	34,0	22,3
17	17	Газпром (Россия)	33,9	27,5
18	18	Petronas (Малайзия)	25,7	25,7
19	–	BHP Billiton Petroleum (Австралия)	24,9	

Место		Наименование компаний	Выручка, млрд долл.	
2004 г.	2003 г.		2004 г.	2003 г.
20	24	Compania Espanol de Petroleos (Испания)	18,3	11,7
21	23	Chinese Petroleum Corp. (Тайвань)	17,8	12,8
22	–	Imperial Oil Ltd. (Канада)	17,3	–
23	–	Husky Energy Inc. (Канада)	17,2	–
24	19	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	17,1	24,6
25	22	Amerada Hess Corp. (США)	17,1	14,5
–	16	Kuweit Petroleum Corp. (Кувейт)	–	28,6
–	21	Reliance Industries Ltd. (Индия)	–	17,3
–	25	Qatar Petroleum Corp. (Катар)	–	10,7

Мировые лидеры по продажам нефти, газа, нефтепродуктов в 2003–2004 гг. сохранились. Это – транснациональные компании (Exxon Mobil, Shell, BP, Total, Chevron-Texaco, Conoco-Phillips) – выручка от 140 до 340 млрд долл. в год (первый эшелон); государственные и полугосударственные нефтегазовые компании Мексики, Италии, Венесуэлы, Бразилии, Испании и Аргентины – 50–70 млрд долл. (второй эшелон); государственные, частично государственные и частные компании PetroChina, Petronas, Statoil, Marathon Oil, BHP Billiton Petroleum, а также российские компании ЛУКОЙЛ и Газпром – 20–50 млрд долл. (третий эшелон); государственные компании Тайваня, Кувейта, Индии, Катара, а также частные компании США, Канады – 10–20 млрд долл. (четвертый эшелон).

Следует отметить, что стоящие достаточно высоко в рейтинге активов российские компании Газпром и ЛУКОЙЛ по показателю выручки не относятся к грандам. Это связано с тем, что степень диверсификации ведущих российских нефтегазовых компаний еще недостаточна.

Еще одной и, пожалуй, важнейшей особенностью рейтингов нефтегазовых компаний по показателю выручки в 1999–2001 гг. и 2003–2004 гг. является заметный рост абсолютных показателей выручки, что связано с ростом цен.

Рейтинг 25 ведущих нефтегазовых компаний мира по показателю чистого дохода в 1999–2000 гг. приведен в табл. 1.68. Сравнение данных по величине чистого дохода 25 ведущих нефтегазовых компаний в 1997 г. и 1998 г. показало, что именно этот показатель подвергся наиболее сильному воздействию снижения мировых цен на нефть. Суммарный чистый доход 25 компаний в 1998 г. снизился на 37517 млн долл., или на 53% по сравнению с 1997 г. Ряд крупнейших компаний получили в 1998 г. столь низкий доход, что вынудило их передвинуться на много мест вниз (Royal Dutch/Shell со 2-го на 25-е). Доходы отдельных компаний сократились в несколько раз, например, у компании Phillips Petroleum Co. с 959 млн долл. до 237 млн долл., компании Shell Oil Co с 2104 млн долл. до 1727 млн долл. Убытки ряда компаний в 1998 г. были чудовищны: у Petroleos Mexicanos они составили 1110 млн долл., Sonat Exploration Inc. (США) – 936 млн долл., Chesapeake Energy Corp. (США) – 933 млн долл., Pioneer Natural Resources Co. (США) – 746 млн долл. и т.п.

Таблица 1.68

Крупнейшие нефтегазовые компании мира по показателю чистого дохода в 1999–2000 гг. [85–86]

Место		Наименование компаний	Чистый доход, млн долл.	
2000 г.	1999 г.		2000 г.	1999 г.
1	10	Shell Oil Co. (США)	23007	1903
2	2	Exxon Mobil Corp. (США)	17720	7910
3	1	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	12719	8584
4	3	British Petroleum plc (Великобритания)	11870	5008
5	9	BP Amoco US (филиал BP Amoco plc)	7296	2018
6	6	Petroleo de Venezuela SA (Венесуэла)	7216	2818
7	23–24	Petrochina Co. Ltd. (Китай)	6672	н.д.
8	5	Total Fina Elf SA (Франция)	6384	3277
9	18	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	5342	727
10	7	ENI (Италия)	5328	2678
11	8	Chevron Corp. (США)	5181	2070

Место		Наименование компаний	Чистый доход, млн долл.	
2000 г.	1999 г.		2000 г.	1999 г.
12	4	Petronas (Малайзия)	4339	3318
13	14	ЮКОС (Россия)	3326	1152
14	15	ЛУКОЙЛ (Россия)	3312	1080
15	11	Kuweit Petroleum Corp. (Кувейт)	2556	1890
16	13	Texaco Inc. (США)	2542	1177
17	16	Repsol YPF SA (Испания)	2244	948
18	17	Conoco Inc. (США)	1902	744
19	20	Phillips Petroleum Co. (США)	1862	609
20	21	Statoil ASA (Норвегия)	1731	602
21	25	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	1588	436
22	23–24	Occidental Petroleum Corp. (США)	1570	448
23	22	China National Offshore Oil Corp. (Китай)	1243	497
24	19	Amerada Hess Corp. (США)	1023	651
25	12	BHP Billiton Petroleum (Австралия)	1000	1500

По итогам 1998 г. по показателю чистого дохода в перечень 25 ведущих компаний вошла российская компания Сургутнефтегаз (530,8 млн долл. – 18 место). Центральная топливная компания (94 млн долл.) была в четвертом десятке, Башкирская топливная компания (58,5 млн долл.) – в пятом десятке.

В 1999 г. доходы крупнейших компаний (в ценах сопоставимости с учетом слияний) возросли на 18023 млн долл., т. е. на 57% по сравнению с 1998 г. Восстановила свое главенствующее положение компания Royal Dutch/Shell. Первые четыре строчки в рейтинге наиболее прибыльных компаний заняли объединенные компании. Высокие рейтинги сохранили государственные компании Petroleos de Venezuela, ENI, Kuwait Petroleum Corp. Россия представлена в этом списке компаниями ЛУКОЙЛ и Сургутнефтегаз. В перечне прибыльных компаний – 9 американских. По-прежнему в плачевном положении Petroleos Mexicanos – ее убытки составили в 1999 г. 1907 млн долл.

В 2000 г. прибыли ведущих нефтегазовых компаний мира существенно возросли. Суммарный чистый доход 25-и компаний в 2000 г. был на 86,5 млрд долл. больше, чем в 1999 г., или на 164,7%. В лидеры 2000 г. по объему чистого дохода вышел американский филиал концерна Royal Dutch/Shell. Высокие позиции были и у лучших по этому показателю российских компаний – ЮКОС и ЛУКОЙЛ.

В 2001 г. в рейтинге по показателю чистого дохода первые три места у наиболее крупных компаний Exxon Mobil, Royal Dutch/Shell, BP. На четвертое место вышел итальянский энергетический концерн ENI. На 5-м месте объединенная франко-бельгийская компания Total Fina Elf, на 6-м – китайская компания Petrochina. Впервые в десятку компаний по показателю чистого дохода вошла российская компания ЮКОС. В перечень из 25 компаний по показателю чистого дохода вошли также российские компании Газпром (12-е место), ЛУКОЙЛ (16-е место), Сибнефть (22-е место). Суммарные показатели чистого дохода 25 крупнейших нефтегазовых компаний мира в 2001 г. оказались на 39 млрд долл., или на 30% ниже, чем в 2000 г.

По показателю рентабельности (отношение чистого дохода к активам) в 1998 г. среди 25 ведущих нефтегазовых компаний мира наблюдался существенный спад. В частности, у крупнейшей в мире нефтегазовой компании Royal Dutch/Shell он снизился до 0,32% (1997 г. – 6,77%), Венесуэльской государственной компании PdVSA – до 1,36% (1997 г. – 9,9%), французской компании Elf Aquitaine – до 1,38% (1997 г. – 2,27%), американской компании Conoco Inc. до 2,02% (1997 г. – 9,0%) и т.п.

В 2002 г. по показателю чистого дохода ведущая тройка наиболее крупных нефтегазовых компаний сохранила свои позиции: Exxon Mobil (11,5 млрд долл.), Royal Dutch/Shell (9,4 млрд долл.), BP (6,8 млрд долл.). Перечень компаний, чей чистый доход превысил 1 млрд долл. (включая первую тройку) – 20 компаний и среди них ЮКОС (3,1 млрд долл., 9-е место), ЛУКОЙЛ (1,8 млрд долл., 14-е место), Сибнефть (1,2 млрд долл., 17-е

место). Чистый доход российского газового гиганта Газпрома составил в 2002 г. 952,9 млн долл. (23-е место). Продолжила удивлять мексиканская государственная компания Petroleos Mexicanos; ее убытки в 2002 г. составили почти 3,5 млрд долл.

В 2003–2004 гг. показатели чистого дохода ведущих нефтегазовых компаний мира выросли по сравнению с периодом 1999–2000 гг. (табл. 1.69).

Таблица 1.69

Рейтинги 25 ведущих нефтегазовых компаний мира по показателю чистого дохода [93–96]

Место		Наименование компаний	Чистый доход млрд долл.	
2004 г.	2003 г.		2004 г.	2003 г.
1	1	Exxon Mobil Corp. (США)	25,3	25,1
2	2	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	18,1	12,5
3	3	British Petroleum plc (Великобритания)	15,7	10,3
4	5	Chevron Texaco Corp. (США)	13,3	7,2
5	4	PetroChina Co. Ltd. (Китай)	12,4	8,4
6	8	Total AS (Франция)	11,2	6,2
7	11	Conoco Phillips (США)	8,1	
8	9	Газпром (Россия)	7,1	5,6
9	10	ENI (Италия)	6,9	4,9
10	6	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	6,2	6,7
11	7	Petronas (Малайзия)	6,2	6,2
12	12	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	4,7	3,8
13	–	BHP Billiton Petroleum (Австралия)	4,5	
14	13	ЛУКОЙЛ (Россия)	4,2	3,8
15	16	Statoil ASA (Норвегия)	3,7	2,3
16	15	Eni Сапа Corp. (Канада)	3,5	2,4
17	–	RWE-DEA AG (Германия)	2,7	–
18	18	Repsol-YPF SA (Испания, Аргентина)	2,6	1,8
19		Occidental Petroleum Corp. (США)	2,6	
20	17	Сибнефть (Россия)	2,0	2,3
21	22	China National Offshore Oil Co. (Китай)	2,0	1,4
22	21	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	1,9	1,5
23	–*	Oil and Natural Gas Corp. (Индия)	1,9	–*
24	–*	British Gas Group (Великобритания)	1,7	–*
25	–*	Apache Corp. (США)	1,7	–*
–*	14	Qatar Petroleum Corp. (Катар)	–*	3,3
–*	19	Kuwait Petroleum Corp. (Кувейт)	–*	1,7
–*	20	Petroleo de Ecuador (Эквадор)	–*	1,6
–*	23	Wintershall AG (Германия)	–*	1,2
–*	24	Imperial Oil Ltd. (Канада)	–*	1,2
–*	25	PetroCanada (Канада)	–*	1,2

* не входила в число 25 компаний

В 2003–2004 гг. первый эшелон нефтегазовых компаний – лучших по размеру чистого дохода – остался практически тем же, однако абсолютные суммы (не считая максимума более чем в 25 млрд долл., достигнутого компанией Exxon Mobil) возросли из-за роста цен на продукцию компаний. Обращает на себя внимание тот факт, что ряд компаний, прежде всего китайских и российских, по показателю чистого дохода заняли более высокое место, чем по показателю выручки, что свидетельствует о более низком уровне удельных затрат, обусловленных дешевизной рабочей силы (а для российских компаний еще и дешевизной сырья). Заметно также, что список из 25 компаний в 2004 г. по сравнению с 2003 г. заметно обновился, но это коснулось компаний в конце списка. Благодаря росту показателя чистого дохода улучшились показатели рентабельности для целого ряда компаний.

Показатель рентабельности (отношение чистого дохода к суммарной выручке) у ряда ведущих компаний был особенно низким в 1998 г. В частности, для компании Royal Dutch/Shell в 1998 г. он составил всего 0,25% (1997 г. – 4,52%), Conoco Inc. – 1,94% (1997 г. – 5,05%), Petroleos de Venezuela SA – 2,58% (1997 г. – 12,13%).

Из крупных российских нефтегазовых компаний благоприятный показатель

рентабельности (отношение чистого дохода к объему реализации) был в 1998 г. у Сургутнефтегаза – 17% и ЛУКОЙЛ – 6,16%. На грани безубыточности работала Башкирская топливная компания (1,6%). Остальные крупные компании работали с убытком: Татнефть (–27,7%), Роснефть (–24,4%), ОАО Газпром (–17,6%), Тюменская нефтяная компания (–10,15) и т.п.

В 1999 г. ситуация с рентабельностью крупнейших нефтегазовых компаний мира вошла в привычное русло. Рентабельность (отношение чистого дохода к активам) была в интервале 4,1–7,5%. Так, этот показатель у компании Royal Dutch/Shell был 7,54%, Exxon Mobil Corp. – 5,47%, BP Amoco plc – 5,59%, Total Fina Elf – 4,09%, Petroleos de Venezuela – 5,64%, ENI – 5,84%, Chevron Corp. – 5,09%, BP Amoco US – 7,38%, Shell Oil Co. – 7,29%, Kuwait Petroleum Co. – 6,91%.

В интервале 4,7–12,7% находились показатели рентабельности, как отношение чистого дохода к выручке: Royal Dutch/Shell – 5,73%, Exxon Mobil Corp. – 4,26%, BP Amoco plc – 5,99%, Total Fina Elf – 4,66, ENI – 8,54%, Petroleos de Venezuela – 8,63%, Chevron Corp. – 5,66%, Kuwait Petroleum Co. – 12,72%. Крупнейшие российские нефтяные компании имели в 1999 г. высокие показатели рентабельности (отношение чистого дохода к выручке): Сургутнефтегаз – 33,1 %, ЛУКОЙЛ – 9,92%.

В 2000 г. показатели рентабельности (чистый доход к активам) крупнейших нефтегазовых компаний были наиболее высокими за последние годы: Exxon Mobil – 11,9%, BP – 8,2%, Royal Dutch/Shell – 14,5%, Total Fina Elf – 8,0%, PetroChina – 12,9%, ENI – 10,4%, Petronas – 18,2%, ЛУКОЙЛ – 19,4%, а Shell Oil Co. – почти 70%.

В 2001 г. показатели рентабельности (отношение чистого дохода к активам) у большинства крупнейших нефтегазовых компаний оказались несколько ниже, чем в 2000 г. В частности, компания Exxon Mobil имела показатель рентабельности 10,69%, Royal Dutch/Shell – 9,73%, BP – 5,67%, Total Fina Elf – 8,69%, PetroChina – 10,15%. Улучшил показатель рентабельности итальянский энергетический концерн ENI – 12,43%. Достаточно высокими были показатели рентабельности у российских компаний; ЛУКОЙЛ – 10,6%, Газпром – 17,78% и, особенно, у ЮКОСа – 28,8%.

В 2002 г. показатели рентабельности ведущих нефтегазовых компаний снизились по сравнению с 2001 г., однако оставались на вполне приемлемом для компаний такого рода уровне: Exxon Mobil – 7,5%, RoyalDutch/Shell – 6,16%, BP – 4,3%. По традиции рентабельность наиболее крупных российских нефтяных компаний была выше, чем у иностранных: ЮКОС – 21,2%, Сибнефть – 15,4%, ЛУКОЙЛ – 8,4%.

В 2003 г. в связи с ростом цен показатели рентабельности ведущих нефтегазовых компаний еще улучшились. В частности, отношение показателя чистого дохода к активам у ведущей тройки компаний были следующие: Exxon Mobil – 14,1%, Royal Dutch/Shell – 7,2%, BP plc – 5,8%. Особенно высокие показатели рентабельности были у китайской компании PetroChina – 13,1%, бразильской Petroleo Brasileiro – 12,5%, итальянской ENI – 13,9%, российской ЛУКОЙЛ – 14,8%.

В 2004 г. показатели рентабельности достигли наивысшего уровня за последние годы (табл. 1.70). В таблицу включены данные по рентабельности (отношение чистого дохода к активам и к выручке), а также в долл. на баррель запасов.

Таблица 1.70

Показатели рентабельности ведущих нефтегазовых компаний в 2004 г. [93–96]

№№ п/п	Наименование компаний	Рентабельность, %		
		К активам	К выручке	долл/барр. запасов
1	Exxon Mobil Corp. (США)	12,95	8,50	1,07
2	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	9,39	5,36	0,88
3	British Petroleum plc (Великобритания)	8,21	5,51	0,89
4	Газпром (Россия)	6,15	20,90	0,03
5	Total SA (Франция)	9,83	7,34	1,48
6	Chevron Texaco Corp. (США)	14,27	8,56	1,14
7	Conoco Phillips (США)	8,72	5,92	0,35

№№ п/п	Наименование компаний	Рентабельность, %		
		К активам	К выручке	долл/барр. запасов
8	ENI (Италия)	7,57	10,58	0,92
9	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	9,82	11,95	0,51
10	Petronas (Малайзия)	11,61	24,12	0,38
11	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	7,54	7,29	0,05
12	PetroChina Co. Ltd. (Китай)	21,87	26,40	0,70
13	Repsol-YPF SA (Испания, Аргентина)	4,93	5,02	0,48
14	RWE Dea AG (Германия)	6,40	5,15	н.л.
15	Statoil ASA (Норвегия)	9,11	8,15	0,83
16	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	5,81	11,11	0,88
17	En Cana Corp. (Канада)	11,22	28,22	1,41
18	ЛУКОЙЛ (Россия)	14,09	12,39	0,14
19	Сибнефть (Россия)	19,29	22,52	0,81
20	Occidental Petroleum Corp. (США)	12,15	22,60	1,0
21	China National Offshore Oil Co. (Китай)	17,59	30,00	1,35
22	Davon Energy Corp. (США)	7,40	23,8	0,97
23	Marathon Oil Corp. (США)	5,38	2,52	1,04
24	Anadarko Petroleum Corp. (США)	7,92	26,35	0,63
25	Amerada Hess Corp. (США)	6,00	5,82	0,89

Капиталовложения и затраты в геологоразведочные работы крупнейших нефтегазовых компаний мира в период 1998–1999 гг. и рейтинги ведущих 25 компаний по этому показателю приведены в табл. 1.71.

Таблица 1.71

Рейтинг крупнейших нефтегазовых компаний мира по капиталовложениям и затратам на геологоразведочные работы в 1998–1999 гг. [84–85]

Место		Компания	Сумма, млн долл.	
1998 г.	1999 г.		1998 г.	1999 г.
1	3	Exxon Mobil Corp (США).	10035	10849
2	21	Repsol-YPF SA (Испания)	2473	10790
3	1	Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобритания)	14454	8471
4	2	British Petroleum Amoco (Великобритания)	10362	7345
5	7	Total – Fina – Elf SA (Франция, Бельгия)	4855	6582
6	6	Chevron Corp. (США))	5314	6133
7	5	Petroleos Mexicanos (Мексика)	5708	5627
8	4	ENI (Италия)	6031	5140
9	13	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	3695	4351
10	10	Texaco Inc. (США)	4019	3893
11	11	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	3726	3041
12	12	British Petroleum Amoco US (филиал BP Amoco)	3720	2963
13	17	Statoil ASA (Норвегия)	3203	2738
14	15	Atlantic Richfield Corp. (США)	3551	2727
15	19	BHP Petroleum Pty Ltd (Австралия)	2526	2300
16	20	Conoco Inc. (США)	2516	1787
17	25	Kuweit Petroleum Corp. (Тайвань)	1496	1727
18	22	Phillips Petroleum Co (США)	2052	1690
19	–	Talysman Energy Inc. (Канада)	854	1684
20	28	USX Marathon Group (США)	1270	1378
21	–	Canadian Natural Resources Ltd. (Канада)	392	1282
22	–	ЛУКОЙЛ (Россия)	Нет данных	1270
23	23	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	1798	1258
24	24	Unocal Corp. (США)	1704	1171
25	27	Amerada Hess Corp. (США)	1439	796

Крупнейшие нефтегазовые компании мира продолжают расходовать на капиталовложения и геологоразведочные работы огромные суммы, превышающие миллиард долларов в год.

К сожалению, в перечне 1998 г. нет ни одной российской компании. Во-первых, потому что большинство из них не сообщали сведений по этому показателю, а во-вторых, расходы российских компаний, если судить по отдельным опубликованным данным, уступали инвестициям и расходам на геологоразведочные работы мировых лидеров.

В 1999 г. суммарные капитальные вложения и затраты на геологоразведочные работы крупнейших нефтегазовых компаний были ниже, чем в 1998 г., что объясняется худшими финансовыми показателями предыдущего года. В 1999 г. по показателю капиталовложений и затрат на геологоразведочные работы на первое место вышла объединенная компания Exxon Mobil Corp., а на второе – испано-аргентинская компания Repsol YPF SA, обогнав лидеров предыдущего года. Впервые в перечень 25 компаний по этому показателю вошла российская компания ЛУКОЙЛ.

В 2000 г. благодаря более высоким доходам нефтегазовые компании увеличили расходы на капитальное строительство и в геологоразведочные работы почти на 54 млрд долл, или на 55% по сравнению с 1999 г. Колоссальную сумму в 2000 г. выделила на эти цели компания BP – 47,6 млрд долл. Резко увеличила вложения норвежская компания Statoil – до 19,3 млрд долл. Лидеры прошлого года (Exxon Mobil, Royal Dutch/Shell, Total Fina Elf, Petroleos Mexicanos) сохранили объемы инвестиций. Российская компания ЛУКОЙЛ израсходовала в 2000 г. на капитальное строительство и геологоразведочные работы 1,8 млрд долл. (20-е место среди крупнейших нефтегазовых компаний мира).

В 2001 г. затраты нефтегазовых компаний на капиталовложения и геологоразведочные работы были ниже, чем в 2000 г., но тем не менее многие крупнейшие компании продолжали ежегодно расходовать на эти цели миллиарды долларов. Лидером, как и в 2000 г., была компания BP – 14,1 млрд долл., далее шли Exxon Mobil – 12,3 млрд долл., Royal Dutch/Shell – 10,5 млрд долл., Chevron-Техасо – 9,7 млрд долл., Total Fina Elf – 9,5 млрд долл., ENI – 9,4 млрд долл. В списке 25 компаний, вложивших наиболее крупные суммы в капитальное строительство и геологоразведочные работы, 16-е место занимала российская нефтяная компания ЛУКОЙЛ – 2,5 млрд долл.

В 2002 г. затраты на инвестиции и эксплуатационные расходы возросли. У первых трех компаний они превысили 10 млрд долл. (Royal Dutch/Shell – 23,3 млрд долл., BP – 19,1 млрд долл., Exxon Mobil – 14 млрд долл.). Более 5 млрд долл. расходовали на эти цели еще 7 компаний, среди которых Petrochina, Sasol, Petroleos Mexicanos, Total, ENI, Chevron Техасо, Norsk Hydro. Из российских компаний лидером по показателю инвестиций является ЛУКОЙЛ – 2,4 млрд долл.

В 2003–2004 гг. капиталовложения и затраты на геологоразведочные работы 25 лучших по этому показателю компаний в 1,5–1,7 раза превысили уровень соответствующего показателя в 1998–1999 гг. В среднем 25 лучших компаний в 1998–1999 гг. компании тратили на эти цели 3,9 млрд долл., а в 2003–2004 гг. 5,6–6,5 млрд долл. Причина понятна – в связи с ростом цен на нефть и нефтепродукты компании получали большие доходы и, соответственно, увеличили инвестиции. Перечень 25 лучших компаний по сделанным инвестициям и затратам в геологоразведочные работы приведен в табл. 1.72.

Таблица 1.72

Рейтинг 25 лучших нефтегазовых компаний мира по показателю инвестиций [93–96]

Место		Наименование компаний	Инвестиции, млрд долл.	
2004 г.	2003 г.		2004 г.	2003 г.
1	2	British Petroleum plc (Великобритания)	17,2	20,1
2	3	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	14,9	14,3
3	4	Exxon Mobil Corp. (США)	12,0	12,6
4	7	ENI (Италия)	10,9	7,8
5	5	Petroleos Mexicanos (Мексика)	10,9	11,0
6	8	Total SA (Франция)	10,8	6,8
7	10	Conoco Phillips (США)	9,5	6,2
8	9	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	7,7	6,6
9		Statoil ASA (Норвегия)	6,7	
10	11	Chevron Техасо Corp. (США)	6,3	5,6

Место		Наименование компаний	Инвестиции, млрд долл.	
2004 г.	2003 г.		2004 г.	2003 г.
11	нет данных	Газпром (Россия)	5,7	нет данных
12	12	RWE DEA AG (Германия)	4,3	3,1
13	11	En Cana Corp. (Канада)	4,2	5,3
14		Petronas (Малайзия)	4,0	
15	23	Canadian Natural Resources Ltd. (Канада)	3,6	1,8
16	18	ЛУКОЙЛ (Россия)	3,4	2,0
17	–*	Petro Canada (Канада)	3,3	–*
18	16	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	3,3	2,2
19	15	Devon Energy Corp. (США)	3,1	2,6
20	14	Anadarko Petroleum Corp. (США)	3,1	2,8
21	–*	OMV AG (Австрия)	2,9	–*
22	–*	Apache Corp. (США)	2,5	–*
23	–*	China National Offshore Oil Co. (Китай)	2,3	–*
24	19	Talisman Energy Inc. (Канада)	2,2	2,0
25	25	Occidental Petroleum Corp. (США)	1,8	1,6
–*	1	Repsol-YPF SA (Испания, Аргентина)	–*	29,5
–*	6	PetroChina Co. Ltd. (Китай)	–*	10,1
–*	17	Norsk Hydro ASA (Норвегия)	–*	2,2
–*	20	Marathon Oil Corp. (США)	–*	1,9
–*	21	Burlington Resources Inc. (США)	–*	1,6
–*	22	Petroleum Development Oman (Оман)	–*	1,8
–*	24	Qatar Petroleum Corp. (Катар)	–*	1,6

* не входила в число 25 лучших компаний

Суммарные инвестиции 25 лучших компаний составили 162 млрд долл. В 2004 г. эту сумму не удалось превзойти: суммарные инвестиции 2004 г. по 25 лучшим компаниям составили 141 млрд долл. В период 2002–2003 гг. наибольшие инвестиции делала компания Repsol-YPF SA. Следует отметить рост инвестиций российской компании ЛУКОЙЛ.

Данные о добыче нефти крупнейшими нефтегазовыми компаниями мира в 1998–2000 гг. представлены в табл. 1.73.

Таблица 1.73

25 крупнейших нефтегазовых компаний мира по добыче нефти и газового конденсата в 1998–2000 гг. [84–86]

Место			Компания	Добыча, млн т		
1998 г.	1999 г.	2000 г.		1998 г.	1999 г.	2000 г.
1	1	1	Saudi Arabian Oil Co. (Саудовская Аравия)	412,5	362,2	394,1
2	2	2	National Iranian Oil Co. (Иран)	180,0	171,2	182,3
3	3	3	Petroleos Mexicanos (Мексика)	174,4	166,4	172,3
4	5	4	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	171,9	147,6	161,9
8	6	5	Iraq National Oil Co. (Ирак)	105,0	132,1	128,2
–	7	6	Exxon Mobil Corp. (США)	–	121,7	124,5
6	8	7	Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобритания)	117,2	112,9	113,5
5	4	8	PetroChina Co. Ltd. (Китай)	159,3	159,3	104,4
7	10	9	Nigerian National Petroleum Corp. (Нигерия)	105,4	98,1	101,6
11	11	10	Abu-Dhabi National Oil Co. (Абу-Даби)	94,4	84,0	94,9
10	9	11	British Petroleum plc (Великобритания)	98,6	100,3	94,1
9	13	12	Kuwait Petroleum Corp. (Кувейт)	103,5	81,3	81,3
14	12	13	ЛУКОЙЛ (Россия)	63,9	82,7	77,4
20	14	14	Total Fina Elf SA (Франция)	–	73,1	71,4
12	15	15	National Oil Corp. Lybia (Ливия)	69,3	66,5	70,6
16	17	16	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	52,3	57,5	63,4
13	16	17	Pertamina (Индонезия)	64,7	64,1	63,3
15	18	18	Chevron Corp. (США)	61,4	56,1	57,8
18	22	19	ЮКОС (включая ВНК) (Россия)	44,8	38,9	49,4
19	21	20	Ministry of Petroleum and Minerals (Оман)	41,6	41,4	41,9
10	20	21	Egyptian General Petroleum Co. (Египет)	40,3	42,4	40,8
17	19	22	Texaco Inc. (США)	47,9	45,8	39,8

Место			Компания	Добыча, млн т		
1998 г.	1999 г.	2000 г.		1998 г.	1999 г.	2000 г.
22	24	23	Сургутнефтегаз (Россия)	35,2	37,6	39,7
21	23	24	Sonangol (Ангола)	36,5	37,9	40,4
23	25	25	ENI (Италия)	32,5	33,6	37,5

В 1998 г. добыча нефти (включая газовый конденсат) 25-ю ведущими нефтегазовыми компаниями мира практически сохранилась на уровне 1997 г. Первые позиции в списке 1998 г. занимали государственные нефтегазовые компании. Из частных компаний Royal Dutch/Shell была на 6-м месте, а российская компания ЛУКОЙЛ на 14-м месте. Объединенная компания BP Amoco plc заняла 10-е место. В перечень 25 ведущих компаний по объемам добычи нефти входила российская компания ЮКОС, которая с декабря 1997 г. расширила свои активы, приобретя акции Восточной нефтяной компании (ВНК).

Ряд крупнейших американских компаний имели в 1998 г. беспрецедентное снижение объемов добычи нефти: Exxon Corp. – с 77 млн т до 25 млн т; Chevron Corp. – с 53 млн т до 16 млн т; Mobil Corp. – с 46 млн т до 12 млн т; Texaco Inc. – с 43 млн т до 21 млн т и естественно, по этому показателю выбыли из списка 25 ведущих компаний.

В 1999 г. добыча нефти странами-членами ОПЕК (и соответственно их государственными компаниями) снизилась. Это сказались усилия по квотированию добычи с целью преодоления кризиса 1998 г., когда цены упали до рекордно низкого уровня. Существенно возросла добыча в Ираке. Компания Iraq National Oil Co. стала добывать больше нефти в связи с падением цен на нефть и благодаря фиксированной величине лимита продаж (нефть в обмен на продовольствие и медикаменты), установленной в рамках санкции ООН. Возросла добыча и, соответственно, рейтинги по этому показателю крупнейших транснациональных корпораций, а также компаний стран, не входящих в ОПЕК, в частности, российских компаний.

В 2000 г. объемы добычи нефти ведущих компаний мира не уменьшились, а рейтинги компаний изменились незначительно.

В 2001 г. перечень 25 ведущих нефтегазовых компаний по показателю добычи нефти изменился незначительно по сравнению с 2000 г. Стоит отметить передвижение вверх (с 18-го на 10-е место) компании Chevron после создания объединенной компании Chevron-Texaco, а также снижение рейтинга Иракской национальной нефтяной компании (с 5-го на 11-е место). Что касается российских нефтяных компаний, то их позиции сохранились: ЛУКОЙЛ – 13-е место, ЮКОС – 19-е, Сургутнефтегаз – 20-е.

По данным журнала Oil and Gas Journal перечень 20 наиболее крупных производителей нефти в 2002 г. включал в себя следующие компании (млн т): 1) Saudi Aramco – 398,2; 2) Petroleos Mexicanos – 177,2; 3) National Iranian Oil Co. – 171,8; 4) Petroleos de Venezuela – 148,0; 5) Royal Dutch/Shell – 118,1; 6) Petrochina – 105,0; 7) Iraq National Oil Co. – 101,0; 8) Kuwait Petroleum Corp. – 97,6; 9) BP – 97,0; 10) Nigerian National Petroleum Corp. – 96,1; 11) Abu Dhabi National Oil Co. – 84,2; 12) Total – 79,1; 13) ЛУКОЙЛ – 76,9; 14) Petroleo Brasileiro – 73,9; 15) ЮКОС – 69,2; 16) National Oil Co. (Libya) – 64,7; 17) ENI – 45,6; 18) Sonangol – 44,8; 19) Sonatrack – 42,3; 20) Petroleum Development Oman – 38,5. В списке из 20 компаний большинство – это государственные компании, которые восстановили частично утерянные ранее позиции. В перечень из 20 крупнейших компаний – 2 российские нефтяные компании.

В 2003–2004 гг. объемы добычи крупнейшими нефтегазовыми компаниями мира возросли, особенно следует выделить прирост добычи нефти в 2004 г. рядом стран – членов ОПЕК (табл. 1.74).

Таблица 1.74

Рейтинг 25 компаний по объемам добычи нефти в 2003–2004 гг. [93–96]

Место		Наименование компаний	Объем добычи, млн т	
2004 г.	2003 г.		2004 г.	2003 г.
1	1	Saudi Arabian Oil Co. (Саудовская Аравия)	443,2	403,5
2	2	National Iranian Oil Co. (Иран)	195,9	185,7
3	3	Petroleos Mexicanos (Мексика)	190,5	172,4

Место		Наименование компаний	Объем добычи, млн т	
2004 г.	2003 г.		2004 г.	2003 г.
4	4	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	154,9	139,4
5	9	British Petroleum plc (Великобритания)	122,6	101,8
6	10	Kuweit Petroleum Corp. (Кувейт)	116,7	99,1
7	8	Nigerian National Petroleum Corp. (Нигерия)	116,6	104,6
8	6	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	108,5	116,2
9	5	Exxon Mobil Corp. (США)	108,5	121,8
10	7	PetroChina Co. Ltd. (Китай)	106,1	105,5
11	18	Iraq National Oil Co. (Ирак)	99,7	63,5
12	12	Abu Dhabi National Oil Co. (Абу-Даби)	97,3	92,1
13	14	ЛУКОЙЛ (Россия)	97,3	80,8
14	13	Total SA (Франция)	86,5	82,7
15	11	Chevron Texaco Corp. (США)	85,4	97,4
16	15	ЮКОС (Россия)	84,4	80,5
17	16	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	80,5	79,2
18	17	National Oil Corp. Libya (Ливия)	79,6	69,7
19	19	Sonatrach (Алжир)	77,0	52,3
20	21	ENI (Италия)	60,1	48,7
21	23	Sonangol (Ангола)	51,4	43,6
22	—*	Qatar Petroleum Corp. (Катар)	36,7	—*
23	22	Petronas (Малайзия)	36,5	47,7
24	25	Statoil ASA (Норвегия)	36,2	37,0
25	—*	Сибнефть (Россия)	34,1	—*
—*	20	Conoco Phillips (США)	—*	51,6
—*	24	Egyptian General Petroleum Corp/ (Египет)	—*	37,4

* не входила в список 25 лучших компаний

Данные о запасах нефти, контролируемых компаниями в период 1998–2000 гг. приведены в табл. 1.75.

Таблица 1.75

Рейтинг 25 ведущих нефтегазовых компаний мира по величине контролируемых ими запасов нефти и газового конденсата в 1998–2000 гг. [84–86]

Место			Компания	Запасы, млн т		
1998 г.	1999 г.	2000 г.		1998 г.	1999 г.	2000 г.
1	1	1	Saudi Arabian Oil Co. (Саудовская Аравия)	35334	35361	35368
2	2	2	Iraq National Oil Co. (Ирак)	15348	15348	15348
5	4	3	National Iranian Oil Co. (Иран)	12237	12701	13578
3	3	4	Kuweit Petroleum Corp. (Кувейт)	12824	12824	12824
4	5	5	Abu-Dhabi National Oil Co. (Абу-Даби)	12578	12578	12578
6	6	6	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	10383	10486	10050
7	7	7	National Oil Corp. Libya (Ливия)	4025	4025	4025
8	8	8	Petroleos Mexicanos (Мексика)	3874	3855	3672
10	10	9	Nigerian National Petroleum Co. (Нигерия)	3069	3069	3069
12	11	10	ЛУКОЙЛ (Россия)	1463	1849	1841
–	12	11	ЮКОС (Россия)	н.д.	1557	1605
16	13	12	Exxon Mobil Corp. (США)	848	1536	1577
9	9	13	PetroChina Co. Ltd. (Китай)	3274	3274	1500
13	14	14	Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобрит.)	1368	1334	1330
14	15	15	Sonatrach (Алжир)	1255	1255	1255
11	16	16	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	1992	1129	1140
–	20	17	Total Fina Bf SA (Франция)	н.д.	714	949
15	17	18	British Petroleum plc (Великобритания)	996	892	888
17	18	19	Ministry of Petroleum and Minerals (Оман)	733	750	767
–	19	20	Sonangol (Ангола)	н.д.	738	738
20	23	21	Chevron Corp. (США)	641	653	682
18	21	22	Pertamina (Индонезия)	679	679	679
22	22	23	Oil and Natural Gas Corp. (Индия)	542	660	660
–	24	24	Сибнефть (Россия)	н.д.	627	633
21	25	25	Dubai Petroleum Co. (Дубай)	546	546	546

Рейтинг 25 ведущих нефтегазовых компаний мира по размеру контролируемых ими запасов нефти в 1998 г. изменился незначительно по сравнению с 1997 г. Впервые в рейтинге появилась российская нефтяная компания ЛУКОЙЛ, представившая свои данные о запасах после их аудита авторитетной западной компанией. По итогам 1998 г. среди частных компаний ЛУКОЙЛ занимала первое место по размерам запасов.

В 1999 г. также не произошли серьезные изменения в рейтинге нефтегазовых компаний по показателю запасов нефти, по крайней мере в первой десятке. Приблизились к первой десятке российские компании, осуществившие аудит запасов (ЛУКОЙЛ – 11-е место, ЮКОС – 12-е место). Вошла в состав первых 25 крупнейших компания Сибнефть, занявшая в 1999 г. по показателю запасов 24-е место.

Отметим, что оценки запасов нефти, контролируемых российскими компаниями, определялись по принятой отечественной методике оценки запасов, которая в отличие от международной методики, включает в состав достоверных запасов продуктивные, но еще не подготовленные к разработке нефтяные залежи. Учитывая тот факт, что крупнейшие российские компании осуществляют аудиторную оценку своих запасов по принятой в международной практике методике, следует ожидать их появления во всех международных рейтингах нефтегазовых компаний по размерам запасов.

В 2000 г. в перечень 25 крупнейших (по размеру запасов нефти) нефтегазовых компаний мира эксперты журнала Oil and Gas Journal включили три российские компании.

В 2001 г. в состав перечня 25 крупнейших нефтегазовых компаний мира были включены три российские компании (ЛУКОЙЛ, ЮКОС, Сибнефть), запасы которых по международной оценке составили: ЛУКОЙЛ – 1943 млн т, ЮКОС – 1314 млн т, Сибнефть – 634 млн т. Согласно данным компаний [28] запасы нефти компании ТНК (Тюменская нефтяная компания) на 1.1.2002 г. оценивались в 2500 млн т, Сургутнефтегаз – 1984 млн т, Роснефть – 848 млн т, Татнефть – 776 млн т, Славнефть – 711,5 млн т. Все указанные выше компании вошли бы в рейтинг ведущих нефтегазовых компаний мира по показателю достоверных запасов нефти.

В 2002 г. отмечен рост запасов в Кувейте (до 13,2 млрд т), что позволило этой компании выйти на 3-е место. Российская компания ЛУКОЙЛ хотя и увеличила свои запасы до 2,1 млрд т, тем не менее передвинулась с 10-го на 11-е место. Компания ЮКОС по размерам запасов заняла 13-е место. Увеличили запасы компании Royal Dutch/Shell, BP и Total. В 2002 г. еще не были признаны запасы битуминозных песков, поэтому в перечне 20 компаний нет ни одной канадской.

В 2003–2004 гг. ряд компаний увеличили контролируемые ими запасы. В частности, запасы иранской национальной нефтяной компании возросли с 13,6 млрд т в 2001 г. до 17,2 млрд т в 2004 г., ливийской государственной нефтяной компании – с 4,0 млрд т до 5,3 млрд т, российской нефтяной компании ЛУКОЙЛ – с 1,84 млрд т до 3,2 млрд т. В число стран с запасами порядка 2 млрд т вошел Катар.

Что касается таких показателей, как добыча и запасы природного газа, то здесь, как и в прошлые годы, рейтинги неизменно возглавляет российский газовый гигант ОАО Газпром.

Суммарные запасы нефти и газа (в тоннах нефтяного эквивалента) на 1.01.2004 г. приведены в табл. 1.76.

Таблица 1.76

Запасы углеводородного сырья крупнейших нефтегазовых компаний мира [97]

№п/п	Компания	Запасы, млрд тнэ	Доля в мировых запасах, %
1	Saudi Arabian Oil Co. (Саудовская Аравия)	42,2	14,1
2	National Iranian Oil Co. (Иран)	35,3	11,8
3	Газпром (Россия)	30,4	10,2
4	Kuwait Petroleum Corp. (Кувейт)	14,6	4,9
5	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	14,6	4,9
6	Abu Dhabi National Oil Co. (Объединенные Арабские Эмираты)	13,1	4,4
7	Qatar Petroleum Corp. (Катар)	12,4	4,2
8	Sonatrach (Алжир)	5,4	1,8

№п/п	Компания	Запасы, млрд тнэ	Доля в мировых запасах, %
9	Petroleos Mexicanos (Мексика)	4,8	1,6
10	National Oil Co. Libya (Ливия)	4,5	1,5
11	Nigerian National Petroleum Corp. (Нигерия)	3,9	1,3
12	ЛУКОЙЛ (Россия)	3,4	1,1
13	Exxon Mobil Corp. (США)	3,2	1,1
14	ТНК-ВР (Россия)	3,7	1,2
15	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	2,8	0,9
16	British Petroleum plc (Великобритания)	2,4	0,8
17	PetroChina Co. Ltd. (Китай)	2,4	0,8
18	ЮКОС (Россия)	2,2	0,7
19	Pertamina (Индонезия)	2,2	0,7
20	Petronas (Малайзия)	2,2	0,7

В 2005 г. данные табл. 1.76 претерпели некоторые изменения: увеличились доказанные и разведанные запасы российской компании Газпром, которая приобрела компанию Сибнефть; возросли запасы национальной компании Катара за счет уточнения запасов газа; уменьшились запасы, контролируемые компанией ЮКОС за счет потери активов Юганскнефтегаза.

Рейтинги компаний по комплексу, в основном, производственных показателей, определяемые американским еженедельником Petroleum Intelligence Weekly (PIW), позволяют сопоставлять значимость как частных, так и государственных компаний. Обычно оценка проводится по показателям объемов добычи и запасов нефти и газа, переработки нефти и сбыта нефтепродуктов (табл. 1.77).

Таблица 1.77

Рейтинг крупнейших нефтегазовых компаний мира на начало 2000 г. [88]

№ п/п	Компания	Доля государства (%)	Запасы		Добыча		Переработка нефти, млн т	Сбыт нефтепродуктов, млн т
			Нефть, млн т	Газ, млрд куб. м	Нефть, млн т	Газ, млрд куб. м		
1	Saudi Arabian Oil Co. (Саудовская Аравия)	100	35361	6347	362,2	34,9	97,6	137,7
2	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	100	10486	4159	147,6	58,9	154,8	142,7
3	Exxon Mobil Corp. (США)	0	1536	1643	121,7	118,0	327,5	429,6
4	National Iranian Oil Co. (Иран)	100	127,01	23185	171,2	105,1	72,5	69,7
5	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	0	1334	1712	112,9	83,6	200,4	328,5
6	BP plc (Великобритания)	0	892	1157	100,3	62,9	163,8	259,8
7	Petroleos Mexicanos (Мексика)	100	3855	1760	166,4	49,7	83,3	78,6
8	Total Fina Elf AS (Франция)	0	714	540	73,1	32,9	121,5	155,5
9	Kuwait Petroleum Corp. (Кувейт)	100	12824	1480	81,3	5,2	57,3	58,9
10	China National Petroleum Co. (Китай)	100	3274	662	159,3	24,4	109,8	36,4

Как видно из данных табл. 1.77, государственные компании все еще доминируют в области разведки и добычи газа, что в большинстве случаев обусловлено их контролем над несравненно большей сырьевой базой и подкрепляется существующей внутри стран государственной монополией на деятельность в нефтегазовом секторе. Но зато частные объединенные компании первенствуют по объемам переработки нефти и сбыта нефтепродуктов. Однако лишь только производственные показатели деятельности компаний не всегда отражают их значимость.

Новые тенденции, которые следует учитывать при определении рейтинговых оценок крупнейших нефтегазовых компаний мира, заключаются в усилении роли финансовых, а не объемных показателей, стремительной интернационализации компаний, неразрывности деятельности нефтегазовых, энергетических и сервисных компаний. В этой связи имеется

мнение, что обобщающим показателем, характеризующим значимость компаний в мировой таблице о рангах, является показатель капитализации [89]. Данные о рыночной капитализации нефтегазовых, энергетических и сервисных компаний приведены в табл. 1.78. В перечне 25 ведущих компаний нет таких крупных государственных компаний, как Saudi Aramco, Petroleos de Venezuela, Petroleos Mexicanos, Pertamina, Statoil, поскольку не оценена их рыночная стоимость.

Таблица 1.78

Рейтинг 25 ведущих нефтегазовых, энергетических и сервисных компаний мира по показателю рыночной капитализации в 1999–2002 гг. [87, 98–100]

Место в рейтинге			Компания	Рыночная капитализация, млн долл.			Вид деятельности
1999	2000	2002		1999	2000	2002	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1	Exxon Mobil Corp. (США)	271,2	302,2	235,1	Нефть, газ
2	2	2	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	207,7	212,9	156,5	Нефть, газ
3	3	3	BP plc (Великобритания)	178,3	181,8	153,8	Нефть, газ
4	4	4	Total Fina Elf SA (Франция)	108,4	110,0	97,9	Нефть, газ
6	5	–	Enron Corp. (США)	56,6	64,4	–	Электроэнергетика, газ
5	6	5	Chevron Texaco (США)	60,7	55,1	71,0	Нефть, газ
9	7	6	ENI (Италия)	40,1	51,1	63,6	Нефть, газ
7	8	10	ENELSpA (Италия)	54,3	47,1	31,6	Электроэнергетика
15	9	11	VebaAG, E.ON (Германия)	25,7	46,4	27,9	Диверсифицированная компания
8	10	13	Slumberger(CLUA)	43,4	45,5	24,4	Нефть, газ, сервис
10	11	19	Suez Lyonnaise (Франция)	34,1	36,4	18,0	Диверсифицированная компания
–	–	7	Petro China Co. Ltd (Китай)	н.д.	н.д.	34,9	Нефть, газ
12	13	12	Tokyo Electric (Япония)	29,7	33,6	25,7	Электроэнергетика
20	14	20	Duke Energy Corp. (США)	19,3	31,8	17,4	Электроэнергетика
13	15	23	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	28,6	26,4	15,4	Нефть, газ
21	16	29	RWE-DEA AG (Германия)	н.д.	н.д.	14,3	Диверсифицированная компания
–	–	14	National Trid Transco (США)	н.д.	н.д.	22,7	Электроэнергетика
–	18	21	Exelon (США)	–	22,4	17,0	Электроэнергетика, газ
16	19	22	Repsol – YPF SA (Испания)	25,0	19,6	16,1	Нефть, газ
22	20	8	BHP Petroleum Pty. Ltd. (Австралия)	18,8	18,7	34,4	Диверсифицированная компания
17	21	35	Endesa (Испания)	24,3	18,0	12,4	Электроэнергетика
19	22	–	Williams (США)	19,4	17,6	–	Газ
24	23	–	Haliburton (США)	18,2	16,2	–	Нефть, газ, сервис
18	24	25	British Gas Group (Великобритания)	19,7	14,0	15,2	Газ
23	25	47	Korea Electric (Южная Корея)	18,2	11,9	9,8	Электроэнергетика
14	–	–	Atlantic Richfield (США)	27,7	–	–	Нефть, газ

В табл. 1.78 в числе первых 25 компаний осталось меньше половины нефтегазовых, однако объединенные гиганты, такие как Exxon Mobil Corp., Royal Dutch/Shell, BP Amoco, Total Fina Elf SA все же идут на первых местах. Эту же тенденцию подтвердила предпринятая автором попытка составления комплексных рейтингов, рассчитываемых по сумме мест частных рейтингов [80].

В табл. 1.77 не названы компании Conoco Phillips (США) – 32,7 млрд долл., 9-е место; ЮКОС (Россия) – 21,0 млрд долл., 15-е место; Southern Co. (США) – 20,0 млрд долл., 16-е место; Statoil (Норвегия) – 18,5 млрд долл., 17-е место.

В перечне из 50 крупнейших компаний топливно-энергетического комплекса мира по показателю капитализации кроме ЮКОСа вошли также Газпром (18 млрд долл., 18-е место), Сургутнефтегаз (13,2 млрд долл., 31-е место), ЛУКОЙЛ (13,1 млрд долл., 33-е место),

Сибнефть (10,5 млрддолл, 44-е место).

В 2003 г. уровень капитализации крупнейших нефтегазовых компаний мира вырос по сравнению с 2002 г. (табл. 1.79).

Таблица 1.79

Капитализация крупнейших нефтегазовых компаний мира в 2003 г. [97]

№№ п/п	Компания	Капитали- зация, млрд долл.	Капитали- зация: запасы долл./тнэ	Капитали- зация: добыча долл./т	Капитали- зация: переработка долл./т
1	Exxon Mobil Corp. (США)	277	87	2180	6919
2	British Petroleum plc (Великобритания)	174	72	1797	11358
3	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	163	58	1473	9285
4	Total SA (Франция)	117	75	1604	13654
5	Chevron Texaco Corp. (США)	92	54	944	8796
6	PetroChina Co. Ltd. (Китай)	90	38	866	9030
7	ENI (Италия)	76	85	2036	47394
8	Sinopec (Китай)	50	74	1482	11404
9	Conoco Phillips (США)	47	39	917	7054
10	ЮКОС (Россия)	40	18	493	15513
11	Газпром (Россия)	36	1	3298	
12	Petroleo Brasileiro (Бразилия)	36	26	537	5546
13	Сургутнефтегаз (Россия)	29	23	539	35453
14	Repsol-YPF (Испания, Аргентина)	26	37	825	13674
15	ЛУКОЙЛ (Россия)	26	8	313	9122
16	Statoil ASA (Норвегия)	24	38	643	42981
17	Сибнефть (Россия)	16	25	505	36577
18	Petro Canada Corp. (Канада)	12	99	2488	159005
19	Marathon Oil Corp. (США)	10	57	1004	21473
20	Татнефть (Россия)	3	3	117	19568

По уровню капитализации в нефтегазовом секторе мира лидируют транснациональные компании. Капитализация крупнейших компаний в 2003 г. составляла 50,277 млрд долл. Капитализация крупнейших российских компаний находилась в 2003 г. в интервале 16–40 млрд долл. Обычно уровень капитализации для транснациональных компаний примерно соответствует объему продаж или ниже объема продаж. Капитализация российских компаний ниже, чем для транснациональных компаний, по ряду причин. Объемы продаж транснациональных и ряда национальных компаний существенно выше, чем у российских компаний, даже у тех, которые сопоставимы с российскими по масштабам добычи нефти, из-за высокой диверсифицированности структуры активов и углубленной переработки углеводородного сырья. Для российских вертикально интегрированных компаний отношение капитализации к объему продаж, как правило, в 2–3 раза выше, что отражает преимущественную ориентацию на наиболее прибыльный сектор нефтегазового бизнеса – upstream [97]. В долгосрочной перспективе это снижает устойчивость компаний, повышает коммерческие риски.

Как правило, отношение стоимости активов ведущих нефтегазовых компаний мира к капитализации меньше 1, однако для некоторых больше 2. Последнее объясняется высокой долей сектора downstream, где эффективность вложений ниже, чем в добыче. Кроме этого надо отметить высокую долю шельфовой добычи у ряда компаний, где удельные капитальные затраты выше.

Что касается отношения показателя капитализации к запасам, то следует отметить, что у российских компаний он в разы ниже, чем у транснациональных компаний и ряда национальных компаний. Структура запасов частных российских вертикально интегрированных компаний в основном соответствует структуре государственных компаний стран – членов ОПЕК, что обусловлено истоками их формирования на базе бывшего Министерства нефтяной промышленности.

Также заметно отстают российские компании от международных по уровню отношения

капитализации к объему добычи. А вот что касается показателя отношения капитализации к объему переработки нефти, то здесь только компания ЛУКОЙЛ имеет уровень соотношения, близкий к показателю ведущих транснациональных компаний.

Достаточно низкая по сравнению с международными компаниями стоимость акций российских нефтегазовых компаний относительно запасов и добычи обусловлена: 1) несбалансированностью производственной и организационной структуры; 2) неразвитостью финансового рынка; 3) высокими страновыми рисками. По мнению российских экспертов [97], к которым присоединяется автор, для преодоления диспропорций, повышения устойчивости компаний необходимо:

- увеличивать объемы переработки нефти, в т.ч. за счет приобретения и создания активов в крупнейших центрах потребления;
- развивать добычу газа, а для Газпрома – нефти;
- активнее развивать сектора нефте- и газохимии, электроэнергетики на базе газотурбинных установок;
- провести модернизацию и переоценку стоимости основных фондов.

Важным моментом в повышении уровня капитализации российских нефтегазовых компаний, в частности, Газпрома, является либерализация рынка акций.

По оценке на июнь 2005 г., сделанной экспертами газеты Financial Times, капитализация 25 крупнейших нефтегазовых компаний мира возросла. В табл. 1.80 представлены данные о капитализации крупнейших нефтегазовых компаний и их место в рейтинге 500 компаний, действующих в различных секторах экономики мира.

Таблица 1.80

Капитализация компаний НГХК (по данным на июнь 2005 г.)

Место в секторе	Место среди 500 компаний	Компания	Страна	Рыночная капитализация, млн долл.
1	2	3	4	5
НЕФТЬ И ГАЗ (2,05 трлн долл.)				
1	2	Exxon Mobil Corp.	США	380,6
2	5	BP plc	Великобритания	221,4
3	7	Royal Dutch/Shell Group	Нидерланды / Великобритания	210,6
4	14	Total SA	Франция	148,9
5	24	Chevron Texaco Corp.	США	123,5
6	29	ENI	Италия	110,0
7	47	Conoco Phillips	США	75,0
8	58	Газпром	Россия	67,9
9	116	Petroleo Brasileiro SA	Бразилия	46,0
10	129	Schlumberger	США	41,5
11	142	Statoil ASA	Норвегия	37,2
12	165	EnCana Corp.	Канада	32,5
13	166	Repsol-YPF SA	Испания	32,3
14	180	Сургутнефть	Россия	30,1
15	186	ЛУКОЙЛ	Россия	28,8
16	190	Occidental Petroleum Corp.	США	28,3
17	192	Oil & Natural Gas Co.	Индия	27,3
18	197	British Gas	Великобритания	27,5
19	215	Imperial Oil Corp.	Канада	26,0
20	248	Devon Energy Corp.	США	22,9
21	254	CNOOC Ltd	Гонконг	22,1
22	258	Huliburton	США	21,8
23	265	Norsk Hyrdo ASA	Норвегия	21,3
24	290	Apache Corp.	США	20,1
25	295	Shell Canada Co.	Канада	19,8

По более поздним оценкам (на конец 2005 г.) компания Exxon Mobil сместила с первого места в рейтинге 500 крупнейших компаний мира газеты Financial Times промышленного

гиганта General Electric. Капитализация Exxon Mobil к концу 2005 г. достигла 409 млрд долл., что было выше почти на 50 млрд долл. капитализации General Electric. Благодаря ценовому буму на мировом рынке нефти пять нефтегазовых компаний США и Великобритании попали в десятку крупнейших компаний; саудовская компания Saudi Aramco переместилась с 17-го на 11-е место, а российская компания Газпром с 58-го переместилась на 24-е место.

Несколько другую расстановку мировых компаний по показателям выручки, чистого дохода, активов и капитализации дал на конец 2005 г. американский журнал Forbes. Он поставил на первое место банковскую группу Citigroup, 2-е – компанию General Electric, 3-е – финансового гиганта Bank of America, 4-е и 5-е – еще две финансовые группы American International Group и HSBC соответственно из США и Великобритании. Транснациональные нефтегазовые компании заняли места вслед за первой пятеркой. Российские нефтегазовые компании были поставлены Forbes следующим образом: Газпром – 53-е место, ЛУКОЙЛ – 161-е место, Сургутнефтегаз – 261-е место из 2000 компаний.

Весьма своеобразный рейтинг нефтегазовых компаний предложила в 2003 г. консалтинговое агентство Energy Intelligence Group. Критерием ранжирования был выбран показатель эффективности корпоративного управления. По этому критерию консалтинговое агентство на первое место поставило в 2003 г. компанию Marathon Oil Corp., на второе – ЮКОС, на третье–четвертое – компании Eni Corp. и Norsk Hydro ASA, на пятое – PetroCanada, на шестое – Exxon Mobil Corp., на седьмое – Сибнефть, на восьмое–девятое – ENI и Chevron Техасо и на десятое – ЛУКОЙЛ.

В этом рейтинге российский газовый гигант был 19-м, а Сургутнефтегаз – 20-м. К 2005 г. произошли изменения в списке агентства Energy Intelligence Group: укрепились рейтинги Chevron Техасо, ТНК-ВР, Газпрома (после приобретения Сибнефти), Роснефти (после приобретения Юганснефтегаз), зато понизились рейтинги ЮКОС из-за судебных процессов в отношении руководства компании, а также компании Iraq National Oil Co. в связи с войной в Ираке. В середине 2006 г., когда акции Газпрома стали котироваться на мировых финансовых площадях, капитализация российского газового гиганта возросла настолько, что Газпром вошел в пятерку крупнейших компаний мира (не только нефтегазовых).

1.9.4. Слияния и поглощения среди нефтегазовых компаний мира

В мировой нефтяной промышленности слияния, поглощения одних компаний другими, различного рода альянсы и другие формы объединения и интеграции использовались на всех этапах ее развития. Но если сравнительно до недавнего времени речь шла о слиянии небольших независимых компаний, равных по масштабам деятельности, или поглощении мелких компаний более крупными, то в последнее время ситуация изменилась. Начался процесс слияний крупнейших нефтегазовых компаний мира. Одной из причин стало резкое падение мировых цен на нефть, однако этого объяснения недостаточно для выявления причин столь значительных изменений в мировом нефтяном бизнесе [90]. К концу XX века накопились качественные изменения. Низкие цены, будучи сами по себе функцией различных факторов, явились симптомом этих изменений. Технологический прогресс в разведке и методах добычи углеводородного сырья, появление буровых комплексов нового поколения, скачок в развитии информационных систем позволили выходить на новые, ранее недоступные нефтяные и газовые провинции. Усилилась интеграция в нефтяной отрасли, которая все в большей степени трансформируется в комплексную энергетическую и нефтехимическую индустрию. Возникает потребность в особо крупных проектах (мега-проектах), требующих больших капиталовложений. Крупные компании стремятся к масштабному участию в крупных проектах, а не к большому количеству мелких. Именно поэтому они не скупают мелкие фирмы, а предпочитают объединяться, сопровождая объединение инвентаризацией активов, ликвидацией малоэффективных сфер бизнеса и дублирующих структур, аккумулярованием средств для реализации крупных проектов. Компании объединяются, чтобы избавиться от лишнего, сконцентрироваться на главном, оптимизировать издержки, подстраховаться от региональных и отраслевых рисков, улучшить

вертикальную сбалансированность, а в конечном итоге использовать эффект синергизма, когда эффект объединения превосходит простую сумму показателей объединяемых компаний [91, 98–103].

Одной из первых операций по слиянию было объединение британской компании British Petroleum plc и американской Amoco Corp. В конце 1998 г. подобное объединение стало одной из крупнейших сделок в мировом бизнесе. В дальнейшем к этому альянсу в 2000 г. присоединилась американская компания Atlantic Richfield (ARCO).

По мнению специалистов BP Amoco plc эта сделка имела потенциал в ближайшие 2–3 года сэкономить 1 млрд долл., в т.ч. на операциях по разведке и добыче 710 млн долл., на сбыте – 110 млн долл., прочих расходах – 180 млн долл. С целью уменьшить опасность монопольного положения объединенной компании BP Amoco/ARCO Федеральная комиссия США по торговле рекомендовала ей продать активы, посредством которых компания контролировала свою добычу нефти на Аляске. Компания BP Amoco/ARCO предприняла активные шаги по освоению газового рынка Алжира с последующей транспортировкой сырья в страны Южной Европы. В Азии компания предпринимает активные шаги по проникновению на масштабный нефтегазовый сектор Китая. Компания расширила свою деятельность на шельфе Мексиканского залива, в Северном море, Аргентине, Колумбии, Египте. Интерес объединенной компании связан также с ростом добычи нефти на Каспии (ее доля участия в международном консорциуме по разработке азербайджанских месторождений является доминирующей). Объединенная компания является одним из ведущих игроков газового бизнеса в Северной Америке, Европе, Южной Америке. Сильны позиции компании в нефтепереработке, нефтехимии, сбыте моторных топлив и нефтехимических продуктов.

В конце 1999 г. был практически завершен процесс объединения американских нефтегазовых компаний Exxon Corp. и Mobil Corp. В работе по объединению принимало участие более 1500 сотрудников с обеих сторон.

Компания Exxon Corp. – лидер американского нефтегазового сектора купила акции компании Mobil Corp. за 77 млрд долл. Эта сделка явилась наиболее значимой не только в корпоративной истории США, но и в мировом индустриальном секторе. Акционеры Mobil Corp. получили по 1,2–1,4 акции компании Exxon Corp. за одну свою акцию. В результате слияния образовался конгломерат нефтегазовых компаний, капитализация которого превысила 270 млрд долл., суммарная добыча нефти составила 4,0% мировой добычи, количество НПЗ – 44, суммарные мощности по нефтепереработке – 8,0% мировых мощностей, число заводов нефтехимии – 73, число АЗС достигло более 40 тыс. шт., из них более 15 тыс. шт. на территории США, а доля объединенной компании на бензиновом рынке США составила 20–22%. Сделка получила согласие Федеральной торговой комиссии США.

Новая организационная структура объединенной компании построена на концепции разделения деятельности по 11 крупнейшим подразделениям, в т.ч. по 5 подразделениям, которые занимаются разведкой и добычей, 4 – нефтепереработкой, продажей и маркетингом, 1 – нефтехимией, 1 – переработкой угля и других природных минералов. По приведенным в предыдущем параграфе производственно-финансовым показателям деятельности Exxon Mobil Corp. является мировым лидером. География деятельности компании в области разведки и добычи распространяется на 50 стран, а в области производства и продажи нефтепродуктов и нефтехимических продуктов – на 120 стран. В 2000 г. выручка Exxon Mobil Corp. была самой большой из всех компаний мира.

Нефтяной концерн Royal Dutch/Shell (рыночная капитализация 180 млрд долл.) активно сотрудничает с американской компанией Техасо Inc. в области нефтепереработки и сбыта нефтепродуктов в Западной Европе, а с государственной компанией Саудовской Аравии Saudi Arabian Oil Co. – в области нефтепереработки на территории США.

К крупным сделкам по слиянию следует отнести покупку в 1998 г. французской компанией Total 41% акций бельгийской нефтяной компании Petrofina за 11 млрд. долл. Вслед за этим объединенная компания Total Fina сделала предложение другой крупнейшей французской компании Elf Aquitaine принять на себя управление ее активами в размере 41,2

млрд долл. Подобное слияние обеспечило совместному франко-бельгийскому конгломерату контроль запасов нефти в размере 714 млн т, газа – 528 млрд м³, добычи – 73 млн т нефти, 32,9 млрд куб.м газа, владение 18,5 тыс. АЗС, суммарными мощностями по переработке нефти – 121,5 млн т/год, производству этилена и пропилена 4,44 млн т/год, а полиэтилена и полипропилена – 3,5 млн т/год.

Вновь образованная компания заняла устойчивую позицию между признанной тройкой супергигантов (Exxon Mobil Corp., Royal Dutch/Shell и BP Amoco/ARCO) и компаниями среднего уровня (Chevron Corp., ENI, Texaco, Repsol YPF SA). Основное отличие Total Fina Elf от супергигантов состоит в том, что у франко-бельгийской компании относительно слабые позиции в Северной Америке, однако она является одной из наиболее быстрорастущих. Главный акцент в ее функционировании сделан на активизацию деятельности по разработке крупных нефтяных и газовых месторождений в Латинской Америке, на Ближнем Востоке, в Африке и, возможно, в республиках бывш. СССР. Наиболее крупные инвестиции компания планирует осуществить в Венесуэле. Компания Total Fina Elf AS активно работает в новом секторе энергетического рынка – производстве и сбыте сжиженного природного газа. В настоящее время компания планирует участие в проектах производства сжиженного природного газа в Йемене, Омане и Нигерии. Предусмотренные компанией на 2000 г. капиталовложения порядка 9 млрд долл. находились на уровне показателей Exxon Mobil Corp. и BP Amoco/ ARCO, хотя по критерию рыночной капитализации франко-бельгийская компания уступала им почти вдвое. Компания теперь называется Total AS.

16 октября 2000 г. произошло слияние двух крупных американских компаний Texaco Inc. и Chevron Corp. Слияние привело к тому, что объединенная компания вошла в число крупнейших и наиболее конкурентоспособных компаний, оперирующих на энергетическом рынке. При обосновании эффективности сделки предполагалось, что слияние только за первые шесть месяцев совместной деятельности позволит сократить общие расходы более чем на 1,2 млрд долл. Внутри компании должно было произойти перераспределение финансовых потоков в пользу наиболее значимых направлений деятельности. Например, Texaco Inc. должна была сосредоточиться на разработке перспективного направления в области нетрадиционных источников энергии (топливные элементы), а Chevron переключиться с этого направления на другие, в частности, на технологию GTL («газ в жидкость»), 7 сентября 2001 г. Федеральная комиссия США по торговле одобрила согласительный ордер и компании приступили к осуществлению слияния. В соответствии с антимонопольными требованиями с некоторыми активами в сфере переработки нефти и сбыта нефтепродуктов пришлось расстаться. В их число попали доли Texaco в совместных предприятиях по переработке нефти и сбыту нефтепродуктов – Equilon Enterprises и Motiva Enterprises, доля в трубопроводной системе Discovery, газоперерабатывающем заводе Enterprises, а также значительная часть бизнеса по продаже авиационного топлива в 14 штатах США. Обмен акциями компаний производился, в следующем соотношении: 1 акция Texaco обменивается на 0,77 акции совместной компании, 1 акция Chevron на 1 акцию совместной компании. В результате слияния доля Chevron в совместной компании составила 61,1%, Texaco – 38,9%. Общие запасы нефти, контролируемые совместной компанией Chevron Texaco Corp. составили 1163 млн т, годовая добыча нефти достигла в 2002 г. 94,4 млн т. В сфере энергетики принадлежащие Texaco энергетические мощности 3,5 ГВт вкупе с 25%-ой долей Chevron в энергетической компании Dynegy Inc. придали новый импульс завоевания лидерства в электро- и теплоэнергетике стран Азии, Европы и Южной Америки. В нефтепереработке объединенная компания должна была опираться на давно функционирующий и хорошо отлаженный потенциал обеих компаний. В состав объединенной компании вошла созданная на паритетных началах структура Chevron Phillips Chemical Co., занимающаяся производством и реализацией нефтехимической продукции.

В 1998 г. произошло слияние крупнейших нефтяных компаний Японии Nippon Oil и Mitsubishi Oil Co. Ltd. Объем продаж объединенной компании оценивался в 36 млрд долл.,

активы – порядка 25 млрд долл., суммарная численность – 4400 чел., мощности по переработке – 74 млн т/год; объединенная компания стала контролировать 25% японского рынка нефтепродуктов. На очереди – слияние японской нефтяной компании Cosmo Oil с энергетической компанией Japan Energy.

Из других заметных слияний кроме упомянутых следует назвать объединение газовой и энергетической компании El Paso Energy и нефтеперерабатывающей Coastal Corp. Итальянский энергетический концерн ENI SpA объединился с нефтяной компанией Lasmo PLC. Еще одна американская нефтяная компания Anadarko объединилась с энергетической Union Pacific Resources. В Германии нефтяная компания Veba объединилась с энергетической Viag AG (образовалась E.On AG). Компании PECO Energy Co. и Unicom Corp. (обе из США) образовали совместную компанию Exelon, работающую на рынках природного газа и электроэнергии.

В 2002 г. произошло слияние американских компаний Conoco Inc. и Phillips Petroleum Co., которое было одобрено Федеральной комиссией США по торговле. Стоимость сделки оценена в 35 млрд долл. Суммарные активы обеих компаний составили 63 млрд долл., добыча нефти составила в 2002 г. 37,0 млн т, доказанные запасы углеводородного сырья, пересчитанные на нефтяной эквивалент, оцениваются на уровне 1183 млн т, число нефтеперерабатывающих заводов составило 19, их мощности – 130 млн т/год, число газоперерабатывающих заводов – 25, сеть автозаправочных станций и магазинов по сбыту нефтепродуктов – 20400.

Некоторые обобщения процессов слияния и поглощения в сфере нефтегазового бизнеса приведены в табл. 1.81 [104].

Таблица 1.81

Наиболее важные объединения компаний нефтегазового комплекса мира

Компания-инициатор концентрации	Операция	Затраты капитала, млн долл.	Целевая компания	Сфера активности новой компании
Phillips Petroleum (США)	Слияние	35000	Conoco (США)	Добыча нефти и газа, переработка, сбыт
Conoco (США)	Покупка	9400	Tosco (США)	Переработка нефти
Conoco (США)	Покупка	6300	Gulf Canada (Канада)	Добыча нефти
Valery Energy Corp. (США)	Покупка	6200	Ultramar Diamond Shamrock	Добыча и переработка нефти, сбыт нефтепродуктов
Devon Energy Corp. (США)	Покупка	4600	Anderson Exploration (Канада)	Добыча нефти
Devon Energy Corp. (США)	Покупка	3490	Mitchell Energy (США)	Добыча природного газа
Statoil ASA (Норвегия)	Покупка	4500	Нефтяные акции государства	Разведка и добыча нефти
Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобритания)	Расширение участия	3800	Акции компаний Equilon (США) и Motiva (США)	Сбыт нефтепродуктов
Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобритания)	Покупка	1800	Barret resources (США)	Разведка и добыча нефти
Amerada Hess Corp. (США)	Покупка	3200	Triton Energy (США)	Добыча нефти
Burlington Resources Inc. (США)	Покупка	2100	Canadian Hunter (Канада)	Добыча природного газа
Conoco Phillips	Покупка	36000	Burlington Resources Inc.	Добыча нефти и газа
Chevron Texaco	Покупка	20000	Unocal Corp.	Добыча нефти
Duke Energy Corp.	Покупка	14310	Cinergy Corp.	Добыча газа и электроэнергетика
Газпром	Покупка	13100	Сибнефть	Добыча нефти
Участник рынка"	Покупка	5583	Gaz de France	Распределение газа
Gaz de France «'	Слияние	1250	Suez	Газовая промышленность

* Покупка акций государственной компании Gaz de France частными инвесторами

** Gaz de France, Suez boards agree to merger agreement//Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, №9, p. 36

Можно констатировать, что начавшиеся в 1998 г. в период низких цен слияния нефтегазовых компаний продолжились в 1999–2005 гг., когда цены на нефть выросли. Во всяком случае сотрудники журнала Oil and Gas Journal, составлявшие раньше рейтинги сначала 400, затем 300, теперь 200 нефтегазовых компаний США, рассчитывают, что рейтинг вскоре будет составлять по 150 компаниям.

В 2005 г. на мировых рынках слияний и поглощений в нефтяной промышленности по сообщению журнала Wall Street Journal было осуществлено сделок на сумму 160 млрд долл., что является рекордом.

Процесс объединения затронул и государственные компании. В частности, в Южной Америке до сих пор широко обсуждается возможность объединения компаний Petroleos de Venezuela AS (Венесуэла) и Petroleo Brasileiro (Бразилия) с образованием гиганта Petroamerica, к которому впоследствии могли бы присоединиться и другие южноамериканские нефтяные компании. А пока компания Petroleo Brasileiro и китайская нефтехимическая компания China Petroleum and Chemical Co. (Sinopec) в 2004 г. объявили о создании стратегического альянса для совместной деятельности в области добычи, экспорта и переработки нефти, продажи нефтепродуктов, обслуживания нефтепроводов и научно-технического сотрудничества.

В 2002–2005 гг. характер сделок по слиянию и поглощениям изменился: во-первых, компании-гиганты уже объединились, поэтому основные сделки заключались между компаниями «второго эшелона» (находящихся во второй – третьей десятке рейтинга мировых нефтегазовых компаний); во-вторых, все чаще сделки заключались между энергетическими и нефтегазовыми компаниями, причем энергетические компании приобретали нефтяные и газовые активы, а нефтегазовые – энергетические активы, постепенно приобретая статус энергетических компаний широкого профиля [105].

Заметным событием 2004 г. стало объединение компаний Royal Dutch/Shell и Shell Transport and Trading Co. в единую компанию под названием Royal Dutch Shell plc.

Российские нефтяные компании также осуществляют сделки по слиянию.

Крупнейшей сделкой можно считать слияние российской компании ТНК (Тюменская нефтяная компания) и ВР. Для ВР эта сделка означала стремительное перемещение в рейтинге крупнейших нефтегазовых компаний, увеличение почти на 50% принадлежащих ей извлекаемых запасов. Для компании ТНК эта сделка означала переход на третье место среди российских компаний.

Владельцы компании ТНК (Альфа Груп и Assess и Ренова) внести в совместную компанию 97% акций ТНК, 93% акций Онако, контрольный пакет акций Сиданко, 29% акций Русиа Петролеум, 44% акций газовой компании Роспан. Компания ВР plc внесла в совместную компанию 33% акций Русиа Петролеум, 25% акций Сиданко и московскую сеть фирменных автозаправочных станций, а также в качестве компенсации за неэквивалентный обмен выплатила владельцам ТНК 6,75 млрд долл.

Второй крупнейшей сделкой по слиянию было объединение компаний ЮКОС и Сибнефть, однако после того, как компания ЮКОС стала объектом повышенного внимания со стороны правоохранительных органов и замелькала на первых полосах газет, сделка по инициативе Сибнефти была расторгнута.

В 2004 г. объединенная американская компания Conoco-Phillips объявила о своих планах приобрести принадлежащие государству 7,59% акций нефтяной компании ЛУКОЙЛ за 1,99 млрд долл. Эта покупка позволила создать российско-американский стратегический альянс для разработки месторождений в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, а также для будущего совместного участия в разработке крупнейшего иракского месторождения Западная Курна. В 2004 г. российский газовый концерн Газпром и объединенная американская компания Chevron-Техасо представили общественности меморандум о намерениях в 6-и месячный срок разработать предварительное технико-экономическое обоснование совместного проекта по созданию в России комплекса сжижения природного газа с последующей реализацией сжиженного газа через

принадлежащий Chevron-Техасо терминал в США.

В последнее время характер сделок по слиянию и поглощению в нефтегазовом секторе России изменился в сторону консолидации активов в рамках государственных компаний. В частности, государство в лице компании «Байкалфинансгрупп» за 9,35 млрд долл. приобрело крупнейший нефтедобывающий актив ЮКОСа – компанию Юганскнефтегаз (76,79% акций), которая вошла в состав Роснефти. Наиболее крупной из всех сделок по слиянию и поглощению в России была покупка Газпромом у компании Millhouse Capital (компания Р. Абрамовича) нефтяной компании Сибнефть (72,663% акций за 13,1 млрд долл.). Упомянутые сделки направлены по сути дела на деприватизацию предприятий нефтегазового сектора, на централизацию активов в составе контролируемых государством компаний, среди которых увеличивается роль Роснефти, как одной из крупнейших нефтедобывающих компаний, а также особенно заметно возрастает роль контролируемого государством Газпрома, приобретающего роль интегрированной энергетической компании (газ, нефть, электроэнергетика). Пока сказать, что эти сделки приведут к совершенствованию корпоративной структуры нефтегазового сектора рано. Должно пройти время, чтобы увидеть: были ли такие слияния и поглощения эффективными.

Следует отметить, что наряду с положительными эффектами, вызванными «эффектом масштаба» и другими проявлениями синергетического эффекта, имеются и негативные моменты при слияниях и поглощениях, а именно, трудности контроля и управления, рост бюрократического аппарата при увеличении масштабов компании, рост монопольного положения компании, вызывающий противодействие государственных антимонопольных органов. По статистике доля неудачных сделок по слиянию и поглощению составляет около 60% [105]. Причинами неудач являются неустойчивость условий, существовавших в момент принятия решений, низкий уровень подготовки самих сделок и недостаточный анализ допущенных ранее ошибок. В ряде сделок случается так, что величина синергетического эффекта лишь незначительно превышает премию, выплачиваемую при слиянии, и издержки, связанные с осуществлением операции по слиянию.

В практике российских слияний и поглощений в нефтегазовом бизнесе необходимо развитие класса независимых компаний, сближение внутренних цен на нефть и газ с мировыми ценами, устранение технических ограничений, препятствующих росту экспорта нефти, газа и продуктов их переработки, стабильное законодательство, внедрение эффективных антимонопольных правил, увеличение прозрачности (прозрачности) в отношении производственно-финансовых показателей и данных о запасах.

По всей вероятности, в ближайшей перспективе российские нефтяные компании будут стремиться сохранить собственные позиции, формируя альянсы с российскими участниками рынка. В более отдаленной перспективе будут заключаться те или иные сделки с иностранными партнерами, но при сохранении основной доли акций в руках российских компаний. Основной целью слияний с иностранными компаниями будет стремление осваивать неисследованные или слабо освоенные нефтегазоносные территории.

Глава 2. Текущее состояние и тенденции развития международных газовых рынков

2.1. Значение газа в мировом энергобалансе

Природный газ играет все более важную роль в мировом энергетическом балансе. Этому способствуют чрезвычайно благоприятные для потребителя свойства газа, а именно, экологичность, экономичность и технологичность.

Пожалуй самым значительным преимуществом природного газа является его экологичность. По сравнению с другими энергоносителями массового использования (углем, мазутом) природный газ при его сжигании на электростанциях или в горелках наших квартир дает гораздо меньше вредных выбросов. Многие страны мира постепенно переходят на природный газ, как топливо для ТЭЦ, особенно тех, которые расположены в городских районах. Природный газ в сжиженном виде используется как автомобильное топливо вместо автобензина. Более того, в ряде стран приняты национальные программы по организации использования сжиженного природного газа в качестве автомобильного топлива, особенно для муниципальных видов транспорта (автобусов, грузовых автомобилей, привозящих продукты, стройматериалы в городские кварталы, пожарных, почтовых и др. машин). При использовании природного газа в качестве энергоносителя в промышленных процессах (металлургия, химия, производство строительных материалов и т.п.) производство становится более приемлемым и с экологической и с экономической точки зрения по сравнению с другими энергоносителями.

В условиях резкого ужесточения экологических требований, превратившихся из добрых пожеланий в строгие нормы, а также в условиях выполнения требований и обязательств по Киотскому протоколу, экологические преимущества природного газа проявляются особенно наглядно, учитывая тот факт, что при производстве электроэнергии из природного газа образуется углекислого газа на 60% меньше, чем при использовании угля.

Природный газ обладает экономическими преимуществами по сравнению с другими энергоносителями. Во-первых, благодаря наличию значительных запасов и относительной дешевизне его добычи и транспортировки. Во-вторых, переработка природного газа в химические продукты требует меньших затрат по сравнению с использованием нефтяного сырья, не говоря уже об угле.

Природный газ при использовании более технологичен, чем другие энергоносители. Аппаратура, применяемая при сжигании и переработке природного газа, как правило, менее громоздкая и металлоемкая, но более долговечная по сравнению с аналогичной аппаратурой, работающей на мазуте или угле.

Все указанные факторы привели к тому, что доля природного газа в мировом энергобалансе постепенно растет (табл.2.1). В целом по миру доля природного газа в структуре потребления энергоносителей составляет около 24%, однако в соответствии с долгосрочными прогнозами может возрасти в течение нескольких ближайших десятилетий до 28–30%. При этом доля природного газа в структуре энергобаланса развитых стран примерно такая же, как и в среднем по миру – порядка 22–23%. В развивающихся странах, где пока еще в энергобалансе преобладают традиционные энергоносители (уголь, мазут), эта доля не превышает 18%, хотя Достаточно быстро растет (темп прироста 3,4 процентных пункта за десятилетие 1985–1995 гг. и примерно 3,3 процентных пункта за последующие пятилетия). В период 2001–2005 гг. доля природного газа в структуре энергобаланса развитых стран возросла на 0,3 процентных пункта, а развивающихся стран – снизилась на 1,0 процентный пункт.

В структуре энергобаланса республик бывш. СССР и стран Восточной Европы доля природного газа гипертрофированно велика – она превысила уровень в 50%. Это связано с наличием громадных ресурсов и развитием газовой промышленности в бывш СССР, откуда природный газ экспортировался в Европу и, прежде всего, в страны Восточной Европы, а во

внутреннем потреблении для нужд энергетики и коммунально-бытового сектора в силу указанных выше причин (экологичность, технологичность, дешевизна) вытеснял другие энергоносители.

Таблица 2.1

Доля природного газа на мировом энергетическом рынке, % [6]

Страны и регионы	Годы								Изменения		
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	1985–1995	1996–2000	2001–2005
	процентных пункта										
1. Развитые страны	22,0	22,1	22,3	22,4	22,6	22,4	23,0	23,3	0,5	0,7	0,3
2. Развивающиеся страны	14,0	14,2	14,5	14,7	14,9	17,1	17,8	16,8	3,4	3,3	-1,0
3. Бывш.СССР и страны Восточной Европы	42,9	42,8	42,9	42,7	42,6	53,3	53,8	52,9	9,2	10,9	-0,9
В целом по миру	23,0	22,9	23,0	23,1	23,1	23,4	23,7	23,7	1,4	0,7	6,0

По прогнозам в период 2002–2030 гг. среднегодовые темпы прироста спроса на природный газ составят 2,3% против 1,7% по всем энергоресурсам в целом, в т.ч. по сравнению с темпами роста спроса на нефть 1,6%, на уголь – 1,5%, на ядерное топливо – 0,4%. Доля природного газа в мировом топливно-энергетическом балансе с 23,7% в 2004 г. может возрасти до 25%, а в развитых странах – до 32% к 2030 г. [106].

Увеличение роли газа в мировом энергобалансе, обусловленное его экологическими, экономическими и технологическими преимуществами, связано с несколькими обстоятельствами. Во-первых, это рост электроэнергетики, базирующейся на природном газе. Если в 2003 г. доля природного газа как энергоносителя в производстве электроэнергии составляла в мире 36% от общего потребления газа, то по прогнозам в 2030 г. она составит 47%. Главной причиной грядущей научно-технической революции в электроэнергетике станут новые технологические схемы электрогенерирующих процессов, которые позволят поднять КПД электростанций с 43–44% в настоящее время до 62% в 2030 г. Во-вторых, существенно возрастет потребление газа в развивающихся странах, прежде всего, в странах с огромным населением (Китае, Индии) и ряде других стран, где среднегодовые темпы прироста спроса на газ составят более 5%. В-третьих, в перспективе получит широкое развитие производство синтетических топлив из природного газа по технологии GTL (gas to liquids, газ в жидкость). В-четвертых, гораздо более широкое развитие получит газохимия.

Благоприятные технико-экономические, экологические и технологические преимущества природного газа привели к быстрому росту его производства и применения в мире (табл. 2.2). За последнее десятилетие мировое производство и потребление природного газа росло со среднегодовым темпом в 1,8%, а по различным прогнозам экспертов в первое десятилетие XXI века будет расти с темпом 1,9–2,5% в год.

Таблица 2.2

Добыча и потребление газа в мире (млрд.м³)*

Показатели	1994 г.	1995 г.	1996 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2005 г.	2010 г.**
Добыча	2090,3	2127,9	2231,4	2422,3	2493,3	2527,6	2763,0	3000
Потребление	2038,2	2093,0	2190,6	2404,6	2486,3	2535,6	2749,6	2900
Баланс	+52,1	+34,9	+40,8	+17,7	+7,0	-8,0	+13,4	+100

* 1994–2005 гг. – BP Statistical Review of World Energy;

** 2010 г. – прогноз автора; согласно прогнозу журнала Oil and Gas Journal мировое потребление газа составит (млрд м³): 2010 г. – 4000; 2020 г. – 4600.

2.2. XXI век – эра метана

Мощным толчком развития газовой промышленности в последние 15–20 лет стало, к сожалению, трагическое событие в мировой истории и мировой энергетике, а именно, авария на Чернобыльской атомной электростанции. Были поставлены под сомнение безопасность функционирования атомных электростанций типа Чернобыльской и в ряде стран даже стала сворачиваться деятельность атомной энергетики.

Между тем действующая статистика и прогнозы экспертов указывали на последовательный рост потребления энергоносителей, особенно интенсивный в развивающихся странах и умеренный в развитых странах. Для удовлетворения растущей потребности в энергоресурсах в конце 80-х годов была сформулирована концепция «газового моста». Согласно этой концепции растущая потребность в энергоресурсах вынудит человечество находить новые технологические решения как в области безопасной ядерной энергетики, так и поиске новых видов энергии, например, водородной энергетики, а также возобновляемых видов энергии. На это эксперты отводили период 35–40 лет. Именно в этот период предполагалось усиленное развитие газовой промышленности и последовательное расширение сфер и масштабов применения природного газа. Получалось, что как бы переносится мостик из современной энергетики в энергетику будущего. Иногда эту концепцию называют «газовой паузой», имея в виду, что период до создания новой безопасной ядерной энергетики будет «заполнен» растущими ресурсами газа.

Разработчики концепции называли природный газ главным энергоносителем нового века, а развитие добычи и потребления газа – эрой метана.

Безусловно, в этой концепции были как положительные, так и отрицательные моменты. О положительных было сказано выше (наличие значительных ресурсов, экологичность, экономичность, технологичность). К ним можно добавить расширяющуюся сферу потребления (превращение природного газа в экологически чистые моторные топлива, метан – источник водорода и др.). К отрицательным можно было отнести чрезмерно высокие темпы роста газовой промышленности в ущерб другим отраслям энергетики, игнорирование ресурсов местного топлива (уголь, торф, гидроэнергия) для получения электроэнергии. Некоторая горячность разработчиков концепции «эры метана» была постепенно откорректирована жизнью. Темпы роста газовой промышленности были увязаны с темпами роста потребления энергоресурсов и оптимизацией энергобалансов; для развитых стран, осуществивших и осуществляющих политику энергосбережения, темпы роста потребления газа планируются умеренными, зато в развивающихся странах, особенно странах с огромным населением (Китай, Индия) – высокими.

Быстрый рост спроса на природный газ, естественно, не означает, что окончательно сойдут на нет другие виды энергоносителей. Просто природный газ, реализуя свои естественные преимущества, будет отбирать в свою пользу все новые и новые доли как в топливно-энергетическом балансе мира, так и (в еще большей степени) в региональных топливно-энергетических балансах, где использование природного газа будет особенно привлекательно по экологическим соображениям.

2.3. Запасы природного газа

Прирост запасов природного газа обгоняет по темпам роста прирост запасов нефти (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Мировые разведанные запасы нефти и газа (млрд т нефтяного эквивалента)

Виды энергоносителей	1970 г.	1993 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2005 г.	Отношение		
							1993 к 1970.	2000 к 1970	2004 к 1970
Нефть	71,5	136,3	142,1	143,1	142,7	163,6	1,9	2,0	2,3
Природный газ	34,3	113,0	134,2	139,6	141,6	161,8	3,3	4,1	4,7
Итого	105,8	249,3	276,3	282,7	284,3	325,4			
Доля запасов газа,%	32,3	45,4	48,6	49,4	49,8	49,7			

Если до 1970 г. соотношение разведанных запасов нефти и природного газа (в пересчете на нефтяной эквивалент) составляло 70:30, то в 1993 г. изменилось до 55:45, а в 2003 г. стало «фифти–фифти» (50:50), а в 2004 г. хоть и незначительно, запасы природного газа (158 млрд тнэ) превысили запасы нефти (157 млрд тнэ). Из данных табл. 2.3 видно, что по темпам прироста запасов природный газ заметно (в 2 раза) обгонял нефть.

Запасы по территории земного шара распределены неравномерно: наибольшая их часть

приходится на территории бывш. СССР и ближневосточных стран. Данные о динамике и региональной структуре запасов приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4
Запасы природного газа в мире (разведанные и доказанные) [6]

	на конец года, трлн м ³								
	1976 г.	1988 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.
США	5,80	5,30	4,74	4,65	4,74	5,02	5,19	5,29	5,45
Канада	1,67	2,69	1,81	1,81	1,73	1,69	1,70	1,60	1,59
Мексика	0,91	2,12	1,80	0,85	0,86	0,84	0,26	0,42	0,41
Всего Северная Америка	8,38	10,11	8,35	7,31	7,33	7,55	7,15	7,32	7,45
Венесуэла	1,16	2,90	4,04	4,04	4,16	4,18	4,19	4,22	4,32
Прочие	1,13	1,67	2,17	2,27	2,77	2,98	2,89	2,88	2,70
Всего Южная Америка	2,29	4,57	6,21	6,31	6,93	7,16	7,08	7,10	7,02
Нидерланды	1,75	1,77	1,79	1,77	1,77	1,77	1,76	1,49	1,41
Норвегия	0,68	2,42	1,17	1,17	1,25	1,25	2,19	2,39	2,41
Великобритания	0,76	0,64	0,77	0,76	0,76	0,73	0,70	0,59	0,53
Прочие	1,16	1,66	1,48	1,45	1,44	1,11	1,13	1,31	1,61
Всего Европа	4,35	6,49	5,21	5,15	5,22	4,86	5,78	5,78	5,96
РФ	н.д.	н.д.	48,14	48,14	48,14	47,57	47,57	48,0	47,82
Азербайджан	н.д.	н.д.	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	1,37	1,37
Казахстан	н.д.	н.д.	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	3,00	3,00
Туркменистан	н.д.	н.д.	2,68	2,86	2,86	2,86	2,01	2,90	2,90
Узбекистан	н.д.	н.д.	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,86	1,85
Прочие	н.д.	н.д.	1,32	1,14	1,14	1,15	1,12	1,11	1,11
Всего бывш. СССР	25,77	42,47	56,70	56,70	56,70	56,14	55,26	58,24	58,05
Иран	14,16	14,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	27,50	26,74
Ирак	0,79	2,69	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,17	3,17
Катар	1,13	4,44	8,49	8,49	11,15	14,00	14,40	25,78	25,78
Саудовская Аравия	2,73	4,30	5,39	5,79	6,05	6,22	6,36	6,75	6,90
Прочие	1,87	8,04	9,54	9,13	9,21	9,58	9,19	9,63	9,54
Всего Ближний и Средний Восток	20,68	33,47	49,53	49,52	52,52	55,91	56,06	72,83	92,13
Алжир	2,97	2,95	3,69	4,52	4,52	4,52	4,52	4,55	4,58
Нигерия	1,19	2,41	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	5,00	5,23
Прочие	1,11	1,81	3,02	3,13	3,13	3,15	3,81	4,51	4,58
Всего Африка	5,27	7,17	10,22	11,16	11,16	11,18	11,84	14,06	14,39
Китай	0,71	0,90	1,37	1,37	1,37	1,37	1,51	2,23	2,35
Индонезия	0,68	2,37	2,05	2,05	2,05	2,62	2,62	2,56	2,76
Малайзия	0,48	1,46	2,31	2,31	2,31	2,12	2,12	2,46	2,48
Прочие	2,24	2,99	4,44	4,55	4,60	6,16	6,36	6,96	7,25
Всего АТР	4,11	7,72	10,17	10,28	10,33	12,27	12,61	14,21	14,84
Итого по миру	70,85	112,00	146,39	146,43	150,19	155,07	155,78	179,54	179,84

Наиболее обеспеченная запасами газа страна – Россия. На долю России приходятся и самые крупные газовые месторождения. Из 15 месторождений-гигантов 9 являются российскими. Российская газовая компания Газпром занимает первое место в рейтинге мировых газовых компаний.

Отношение разведанных запасов к ежегодной добыче в 2004 г. составляло для Северной Америки 9,6, Центральной и Южной Америки – 55, Западной Европы – 18, Центральной и Восточной Европы – 25, бывш. СССР – 78, Африки – 96, Ближнего и Среднего Востока – 260 лет, Азиатско-Тихоокеанского региона – 44 года.

В табл. 2.5 и 2.6 представлены крупнейшие газовые месторождения и газовые компании, владеющие наибольшими запасами газа.

Таблица 2.5
Крупнейшие газовые месторождения мира

№№	Название, страна	Запасы, млрд м ³	Год открытия
1	Северное (Катар)	10640	1971
2	Уренгойское (Россия)	10200	1966
3	Ямбургское (Россия)	5242	1969

№№	Название, страна	Запасы, млрд м ³	Год открытия
4	Бованенковское (Россия)	4385	1971
5	Заполярье (Россия)	3532	1965
6	Южный Парс (Иран)	2810	1991
7	Штокмановское (Россия)	2762	1988
8	Арктическое (Россия)	2762	1968
9	Астраханское (Россия)	2711	1973
10	Гронинген (Голландия)	2680	1959
11	Хасси Р'Мель (Алжир)	2549	1956
12	Медвежье (Россия)	2270	1967
13	Панхэндл Юготон (США)	2039	1910
14	Оренбургское (Россия)	1898	1966
15	Доулетбадское (Туркмения)	1602	1974

Таблица 2.6

Место ОАО «Газпром» среди мировых нефтегазовых компаний по запасам газа (трлн м³ на 1.1.2005 г.) [6, 87]

№№ п/п	Компания	Запасы
1	ОАО «Газпром» (Россия)	33,4
2	Иранская нац. нефт. компания	27,5
3	Нефтяная компания Катара	25,8
4	Нефтяная компания Абу-Даби	6,0
5	Сауди Арамко (Саудовская Аравия)	6,0
6	Нефтяная компания Нигерии	5,0
7	«Сонатрак» (Алжир)	4,5
8	Нефтяная компания Венесуэлы	4,2
9	Иракская нац. нефт. компания	3,1
10	«Пертамина» (Индонезия)	2,6
11	«Петронас» (Малайзия)	2,5

Разведанные запасы природного газа, как это следует из табл. 2.4, составляли на 1.1.2006 г. 179,8 трлн м³. Однако потенциальные запасы газа оцениваются гораздо выше. Геологическая служба США в дополнение к разведанным и доказанным мировым запасам газа относит также неоткрытые запасы – 137,5 трлн м³, запасы труднодоступных месторождений – 85,2 трлн м³, оценивает прирост запасов существующих газовых провинций – 66,7 трлн м³. Суммарные потенциальные запасы природного газа (сверх доказанных) геологическая служба США оценивает в 289,4 трлн м³ [107]. Примерно такую же оценку потенциальных запасов дает главный геолог компании Total Жан Лээрри (Jean Laherrère) – 284 трлн м³.

Влиятельная международная организация Cedigaz со штаб-квартирой в Париже оценивает потенциальные ресурсы природного газа в мире еще выше: 450–550 трлн м³. При этом стоит заметить, что эта организация в 1970 г. оценивала доказанные ресурсы природного газа в мире в 34,5 трлн м³, а потенциальные – 200–250 трлн м³.

Декан геологического факультета Техасского университета (г. Остин, США) профессор В.Л.Фишер (W.L.Fisher) оценивает глобальные ресурсы природного газа еще выше – 710 трлн м³, причем не принимает во внимание ресурсов «экзотических» газовых гидратов. Департамент информации Министерства энергетики США оценил ресурсы газовых гидратов в мире в размере 1732 трлн м³, однако более или менее пригодными для добычи считает ресурсы в объеме 95 трлн м³, которые в ближайшие 10 лет могли бы разрабатываться с приемлемыми технико-экономическими показателями.

В настоящее время идет интенсивный поиск технически возможных и экономически приемлемых методов добычи газа из нетрадиционных источников.

Особое место среди трудноизвлекаемых запасов природного газа занимают **газогидратные месторождения**. Залежи газогидратов открыты в России, США, Канаде, Японии, Индии. Несмотря на их колоссальные ресурсы (16×10¹² т н.э.), добыча газогидратных залежей до сих пор практически не начата [108,109].

Газовые гидраты представляют собой кристаллические соединения, в которых вокруг

газа с молекулярной массой M удерживается n молекул воды через водородные связи. В зависимости от термобарических условий $n = 6-17$. Известны не только индивидуальные, но и смешанные газогидраты (с C_1-C_6 , CO_2 , N_2). Один объем воды связывает 70–210 объемов газа.

В акваториях Мирового океана на глубине до 700 м в донных осадочных породах сосредоточено 98% запасов газогидратов, а в прибрежной материковой зоне – всего лишь 2%. Прибрежные ресурсы газогидратов оцениваются в 300 трлн m^3 газа, что превышает доказанные запасы природного газа. Отсюда повышенный интерес к проблеме извлечения газовых гидратов во всем мире. Освоение запасов газогидратов, залегающих на суше Приполярья, могло бы полностью удовлетворить потребность в энергии районов Крайнего Севера, Чукотки, Приморья, Дальнего Востока и ликвидировать энергодефицит в этих районах. Вероятно, наиболее эффективным глобальным промышленным методом является термическое воздействие на газогидратную залежь с помощью частичного сжигания углеводородов непосредственно в залежи.

В 1970 г. впервые в мире было введено в эксплуатацию Месояхское газовое месторождение, подтвердившее наличие газогидратных залежей. Месторождение расположено за Северным полярным кругом, на левом берегу Енисея; газом месторождения снабжается г. Норильск. Горнотехнические и термобарические условия месторождения (гидратонасыщенность парового пространства 20–40%, начальное пластовое давление 7,8 МПа, температура у кровли залежи $8^\circ C$, у почвы $12^\circ C$) можно считать типовыми для прибрежных залежей; они являются равновесными, и нарушение равновесия должно сопровождаться переходом газа из равновесного гидратного состояния в неравновесное газообразное состояние. За счет простой разгрузки добычных скважин путем их периодического сообщения с низконапорным газоотводом пластовое давление снизилось до 6,2 МПа и дебит скважины составил 100–150 $m^3/сут$. Ежегодный отбор из 8 добычных скважин составил 200–400 млн m^3 газа; за 30 лет эксплуатации было добыть около 12 млрд m^3 газа.

В основу предложения ученых РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по воздействию на пласты положена многоствольная система горизонтальных скважин из двух вертикальных устьев, причем две крайние горизонтальные скважины продуваются внешним теплоносителем, а средняя служит для отвода выделившегося при прогреве газа. Рассматривается также вариант использования в качестве теплоносителя жидких радиоактивных отходов, размещаемых в подошве залежи. Однако имеется высокая степень экологического риска. Использование в качестве внешнего теплоносителя (пар, горячая вода) энергетически весьма затратно. Гораздо целесообразней использовать рассмотренный выше термический метод воздействия на нефтяные пласты, при сжигании на месте части углеводородного сырья. Необходима опытно-промышленная проверка системы, на основании которой может быть начата широкомасштабная промышленная эксплуатация.

Значительные ресурсы природного газа сосредоточены в **угольных пластах**. Извлечение метана из угольных пластов позволяет не только увеличить ресурсы природного газа, но и уменьшить опасность взрывов метана в угольных шахтах.

Широкие исследования в области разведки и добычи угольного метана проводятся в Австралии [110]. С недавним введением месторождений угольного метана из бассейнов Bowen, Surat и Sydney газовый рынок в Восточной Австралии подвергся серьезным изменениям.

Ресурсы угольного метана расположены близко к крупным потенциальным газовым рынкам в Восточной Австралии, где сеть газопроводов быстро расширяется. Метан, добываемый из угольных пластов применяют как обычный магистральный газ, в т.ч. для генерирования электроэнергии.

Скважины для добычи метана из угольных пластов включают в себя пары горизонтальных дренажных скважин и непосредственно связывают вертикальные добычные скважины или трио из двух горизонтальных и одной вертикальной скважин. Всего в 2004 г.

было пробурено 277 добычных или разведочных скважин. Для сравнения за это же время была пробурена 201 традиционная скважина для добычи нефти на материке или на шельфе Австралии.

Резюмируя вышесказанное следует отметить, что ресурсы традиционного природного газа и нетрадиционного газа весьма велики, но, как правило, находятся в удаленных и труднодоступных регионах; затраты на добычу и, особенно, транспортировку добываемого газа высоки; требуются гигантские капиталовложения на создание газовой инфраструктуры; затраты на добычу нетрадиционных видов природного газа (газовых гидратов) по сравнению с традиционными относительно выше, чем на добычу нетрадиционной нефти (например, из битуминозных песков) по сравнению с традиционной нефтью.

2.4. Добыча газа

Мировая товарная добыча природного газа измеряется как показатель валовой добычи за минусом газа, сожженного на факелах и закачанного в пласт. В ряде стран в показатель добычи газа кроме природного включают попутный нефтяной газ, поэтому, в частности, по России показатели добычи газа, публикуемые органами отечественной статистики, не совпадают с данными международной статистики.

Динамика мировой добычи природного газа по регионам и странам в период 1991–2004 гг. приведена в табл.2.7.

Таблица 2.7

Динамика добычи природного газа по странам и регионам мира в 1991–2004 гг. (млрд м³) [6]

Регионы и страны	1991 г.	1995 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.
Всего	2026,8	2136,1	2339,3	2421,8	2464,0	2527,6	2691,6
Северная Америка	643,7	711,2	742,3	749,8	762,1	766,0	762,8
США	510,4	534,9	541,6	544,9	555,4	547,7	542,9
Канада	105,4	148,2	162,2	167,8	172,0	183,5	182,8
Мексика	27,9	28,1	38,5	37,1	34,7	34,8	39,1
Центральная и Южная Америка	60,5	73,2	89,4	96,5	100,1	103,0	129,1
Аргентина	19,9	25,0	34,6	37,4	38,4	36,1	44,9
Венесуэла	21,9	27,5	27,4	27,9	28,9	27,3	28,1
Тринидад и Табаго	5,7	6,1	10,9	13,0	12,9	16,8	27,7
Бразилия	3,9	4,8	6,7	6,8	7,7	9,1	11,1
Колумбия	4,1	4,4	5,2	5,9	6,1	6,2	6,1
Боливия	3,0	3,2	2,5	3,4	4,1	5,4	8,5
Европа	226,1	247,6	281,0	289,1	292,5	295,2	309,4
Великобритания	50,6	70,8	99,1	108,3	105,8	103,1	95,9
Нидерланды	69,0	67,0	59,3	57,3	61,4	59,9	68,8
Норвегия	27,3	31,2	51,0	54,0	57,5	65,4	78,5
ФРГ	14,7	16,1	17,8	16,9	17,0	17,4	16,4
Италия	17,4	20,4	17,5	16,2	15,5	15,1	13,0
Румыния	24,5	18,0	14,0	13,8	12,6	10,8	13,2
Дания	4,0	5,3	7,8	8,1	8,4	8,4	9,4
Венгрия	4,3	4,2	2,9	2,7	2,7	2,7	14,5
Бывш. СССР	756,3	659,9	656,4	674,6	677,3	692,9	740,9
РФ	599,8	555,4	551,0	545,0	542,4	554,9	589,1
Узбекистан	39,1	45,3	51,9	52,6	53,5	53,8	55,8
Туркмения	78,6	30,1	21,3	43,8	47,9	49,9	54,6
Украина	22,8	17,0	16,9	16,7	17,1	17,2	18,3
Казахстан	7,4	5,5	9,3	10,8	10,8	12,3	18,5
Азербайджан	8,0	6,2	5,6	5,3	5,2	4,8	4,6
Ближний и Средний Восток	104,4	148,9	195,3	213,6	228,0	235,6	279,9
Иран	25,8	35,3	57,8	60,2	60,6	64,5	85,5
Саудовская Аравия	35,2	42,9	46,2	49,8	53,7	56,4	64,0
ОАЭ	23,8	31,3	38,5	39,8	41,3	46,0	45,8
Катар	7,6	13,5	22,1	29,1	32,5	29,3	39,2
Оман	2,6	4,1	5,5	8,4	13,4	14,8	17,6
Кувейт	0,5	9,3	8,6	9,6	9,5	8,7	9,7

Регионы и страны	1991 г.	1995 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.
Бахрейн	5,5	7,2	8,7	8,8	8,9	9,2	9,8
Другие страны	–	–	–	–	–	–	8,3
Африка	71,9	83,3	117,6	124,5	124,0	133,2	145,1
Алжир	53,2	58,7	86,0	84,4	78,2	80,4	82,0
АРЕ	7,8	11,0	14,7	18,3	21,0	22,7	26,8
Нигерия	3,9	4,8	6,0	10,8	13,4	17,7	20,6
Ливия	5,9	5,8	5,5	5,4	5,4	5,7	7,0
Другие страны	–	–	–	–	–	–	8,7
Азия, Австралия и Океания	163,9	212,0	257,3	273,7	280,0	301,7	323,2
Индонезия	51,5	63,8	71,4	67,3	62,9	70,6	73,3
Малайзия	20,4	28,9	40,8	45,3	47,4	50,3	53,9
Австралия	21,7	29,8	30,6	31,1	32,7	34,5	35,2
КНР	14,9	17,6	24,3	27,2	30,3	32,6	40,8
Индия	14,2	18,8	24,9	26,1	26,4	28,4	29,4
Пакистан	11,1	14,6	17,3	18,9	19,9	20,9	23,2
Таиланд	7,0	10,1	16,9	17,9	18,1	18,9	20,3
Бруней	9,1	11,8	11,2	11,3	11,4	11,5	12,1
Бангладеш	5,3	7,4	8,3	10,0	10,8	11,2	34,8
В том числе:							
ЕС-15	163,8	187,0	206,4	211,6	212,9	208,8	215,2
Страны ОЭСР	871,0	973,8	1045,1	1061,7	1080,4	1090,8	1098,6

Наиболее крупными газодобывающими странами являются Россия, США, Канада, Великобритания, Алжир, Индонезия, Норвегия, Иран, Нидерланды, Саудовская Аравия, Узбекистан, Туркмения, Малайзия, ОАЭ, Катар. Из перечисленных стран все, кроме США и Великобритании, являются экспортерами газа. Наиболее значительными экспортерами являются Россия (148,5 млрд. м³ в 2004 г.), Канада (102,0 млрд м³), Норвегия (74,9 млрд м³), Алжир (60,9 млрд м³), Нидерланды (49,2 млрд м³), Индонезия (39,6 млрд м³), Малайзия (29,3 млрд м³).

Показатель отношения запасов к добыче на конец 2004 г. в ряде стран оценивался следующим образом (в годах): Катар – 658, Иран – 321, Кувейт – 162, Казахстан – 162, ОАЭ – 132, Саудовская Аравия – 105, Российская Федерация – 81,5, Австралия – 70,0, Египет – 69,5, Оман – 56,8, Алжир – 55,5, КНР – 54,6, Азербайджан – 62,2, Туркмения – 53,1, Норвегия – 30,4, Румыния – 22,7, Тринидад и Тобаго – 19,1, КНР – 45,1, Аргентина – 16,3, США – 9,7, Канада – 8,8, Великобритания – 6,9.

Наибольшие объемы добычи (с большим отрывом от конкурентов) были у российской компании Газпром. В перечень крупнейших мировых компаний по добыче газа входили Exxon Mobil Corp., Royal Dutch Shell, British Petroleum, а также государственные нефтегазовые компании Ирана, Саудовской Аравии, Малайзии, Алжира, Катара. Данные о добыче природного газа крупнейшими его производителями в 2004 г. приведены в табл. 2.8.

В 2005 г. добыча газа в мире составила 2763 млрд м³, что на 25% больше, чем в 2004 г. Наибольший прирост был достигнут в странах Южной Америки (+4,8%), Ближнего и Среднего Востока (+4,6%), Африки (+13,3%) и Азии (+8,4%). Снизилась добыча в регионе Северной Америки (–1,0%) и газодобывающих странах Западной Европы, в частности, в Великобритании (–8,1%) и Нидерландах (–8,4%) [6].

По прогнозам Мирового энергетического агентства добыча газа в мире возрастет в 2010 г. по сравнению с 2000 г. почти на 32% (среднегодовой темп роста 2,8%), в 2020 г. по сравнению с 2010 г. еще на 30% (среднегодовой темп роста 2,7%). О масштабах и темпах роста добычи в отдельных регионах мира можно судить по данным табл. 2.9.

По данным «Энергетической стратегии России» возможности роста добычи природного газа в России оценены более скромно; 710–730 млрд м³ в 2020 г. При этом стоит отметить, что запасы природного газа, оцененные в «Энергетической стратегии», составляют 127 трлн м³, что может обеспечить добычу в течение почти 200 лет [111].

Таблица 2.8

Первые 15 компаний по добыче природного газа в 2004 г. [95, 96]

№№ п/п	Компания	Объем добычи, млрд м ³
1	Газпром (Россия)	542,8
2	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	91,1
3	British Petroleum plc (Великобритания)	88,8
4	Exxon Mobil Corp. (Великобритания)	86,2
5	Sonatrach (Алжир)	84,6
6	Iranian National Oil Co. (Иран)	73,8
7	Saudi Arabian Oil Co. (Саудовская Аравия)	55,3
8	Petronas (Малайзия)	53,8
9	Petroleum of Trinidad (Тринидад и Тобаго)	47,4
10	Chevron Texaco Corp. (США)	41,2
11	Conoco Phillips (США)	39,1
12	ENI (Италия)	33,4
13	Repsol-YPF SA Испания, Аргентина)	31,3
14	Qatar Petroleum Corp. (Катар)	29,5
15	En Cana Corp. (Канада)	30,8

Таблица 2.9

Прогноз добычи газа (млрд м³)

Регионы	1990 г.	2000 г.	2010 г.	2020 г.	2020/2000, % в год
Северная Америка	617	729	841	887	1,0
Европа	210	301	297	297	-0,1
Океания	27	40	70	92	4,25
Страны с переходной экономикой, вкл. РФ	835	738	898	1177	2,4
в т.ч. РФ	640	584	697	849	1,9
Азия	124	232	387	615	5,0
Латинская Америка	112	120	241	365	5,2
Африка	70	131	236	357	5,1
Ближний Восток	99	223	340	524	4,4
Итого	2094	2514	3310	4314	2,75

Большие потенциальные возможности увеличения добычи и поставок на рынок природного газа у ряда республик бывш. СССР, в первую очередь, Туркменистана, Казахстана и Азербайджана, однако для этого необходимо развитие газотранспортной инфраструктуры [112].

Видно, что темпы роста добычи наиболее высокие в развивающихся странах, умеренные в странах с переходной экономикой, низкие в развитых странах (в Европе – снижение объемов добычи).

Среди экспертов, исследующих перспективы роста добычи газа, существуют две противоположные точки зрения. Одни придерживаются теории наступления пика добычи газа, строя кривую добычи газа на долгосрочную перспективу аналогично той, которую построил главный геолог компании Shell Oil Co. М.К.Хубберт (М.К.Hubbert) и названную кривой Хубберта. Согласно расчетам этих специалистов пик мировой добычи газа наступит в 2030 г. и составит 3,69 трлн м³/год. Спад добычи произойдет в 2100 г. (до 0,5 трлн м³/год). Примерно такие сроки для достижения точки перегиба мировой добычи назвал директор Института энергии и человека (Сиэтл, США) Р.Данкен (R.Duncan) – 2033 г.

Другая группа специалистов считает, что кривые Хубберта для газовой индустрии не подходит, поскольку потенциальные ресурсы природного газа гораздо больше нефтяных. Часть из них считает, что эра газа продлится еще как минимум 50 лет, а затем наступит эра водорода, причем природный газ сохранит за собой место одного из сырьевых источников получения водорода.

Спор специалистов о наступлении пика добычи газа подогрела ситуация с газом в США, цены на который в последнее время значительно выросли, что по мнению ряда экспертов свидетельствует о постепенном исчерпании ресурсов. Эксперты напоминают

также, что пик добычи газа США прошли уже в 1970 г. Однако другие эксперты, опираясь на оценку запасов, считают возникшую ситуацию с ценами случайной и предсказывают скорую их нормализацию.

2.5. Потребление газа

Динамика мирового потребления газа в 1991–2004 гг. приведена в табл. 2.10.

Таблица 2.10

Динамика потребления газа по регионам и странам мира в 1991–2004 гг. (млрд м³) [6]

Регионы и страны	1991 г.	1995 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.
Всего	2007,2	2126,0	2298,7	2397,2	2404,9	2536,6	2689,3
Северная Америка	639,7	721,1	728,2	759,5	722,5	800,3	784,3
США	549,0	620,6	621,7	647,1	616,2	667,5	646,7
Канада	63,0	70,9	72,7	77,5	72,6	90,7	89,5
Мексика	27,7	29,7	33,8	34,9	33,7	42,1	48,2
Центральная и Южная Америка	60,5	73,1	87,5	92,9	97,0	98,00	117,9
Европа	339,3	380,9	444,5	458,8	470,1	469,7	525,6
Великобритания	56,6	70,5	92,5	96,0	95,4	94,5	98,0
ФРГ	62,9	74,4	80,2	79,5	82,9	82,6	85,9
Италия	46,2	49,9	62,2	64,9	64,5	63,8	73,3
Франция	30,6	32,9	37,7	39,7	40,7	42,8	44,7
Нидерланды	38,1	37,8	37,9	39,2	39,3	39,3	43,5
Испания	6,1	8,3	15,0	16,9	18,2	20,8	27,3
Румыния	24,7	24,0	17,2	17,1	17,5	17,4	18,8
Турция	4,4	6,8	12,0	14,1	15,5	17,4	22,1
Бельгия и Люксембург	10,0	11,8	14,7	14,9	14,7	14,8	16,3
Венгрия	9,6	10,2	11,0	10,7	11,9	1,9	13,0
Польша	8,8	9,9	10,3	11,1	11,4	11,2	13,2
Чехия	5,9	7,3	8,6	8,3	8,9	8,8	8,8
Австрия	6,1	6,8	7,7	7,3	7,4	8,1	9,5
Словакия	5,4	5,7	6,4	6,5	7,4	7,6	6,8
Дания	2,3	3,5	5,0	4,9	5,1	5,1	5,4
Норвегия	2,4	2,9	3,6	4,0	4,5	3,9	4,6
Финляндия	2,6	3,2	3,7	3,7	4,1	4,1	4,1
Ирландия	2,1	2,6	3,3	3,8	4,0	4,1	3,0
Швейцария	2,0	2,4	2,7	2,7	2,8	2,8	3,1
Болгария	5,0	5,0	3,0	2,9	2,6	2,9	3,1
Португалия	–	–	2,3	2,4	2,5	3,0	3,1
Греция	0,1	0,1	1,4	1,9	1,9	2,0	2,4
Швеция	0,7	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
Бывш. СССР	665,7	546,9	533,9	547,0	548,5	560,0	589,6
РФ	431,1	377,8	363,6	377,2	372,7	388,4	402,1
Украина	121,5	76,2	70,6	68,5	65,8	69,8	70,7
Узбекистан	37,1	42,4	49,3	47,1	51,1	52,4	49,3
Белоруссия	14,5	12,3	15,3	16,2	16,1	16,6	18,5
Туркмения	9,6	8,0	11,3	12,6	12,9	13,2	15,5
Казахстан	13,2	10,8	7,9	9,7	10,1	9,7	15,2
Азербайджан	15,1	8,0	5,6	5,4	8,4	7,0	8,5
Литва	5,4	2,3	2,4	2,7	2,8	2,9	3,1
Ближний и Средний Восток	98,0	141,8	181,5	192,7	201,5	205,7	242,2
Иран	22,7	35,2	59,8	63,0	65,0	67,9	87,1
Саудовская Аравия	35,2	42,9	46,2	49,8	53,7	56,4	64,0
ОАЭ	20,4	24,8	31,4	32,9	34,3	39,3	39,6
Катар	7,6	13,5	14,0	15,1	16,0	10,7	15,1
Кувейт	0,5	9,3	8,6	9,6	9,5	8,7	9,7
Африка	35,2	44,8	50,1	55,5	60,2	67,4	68,6
Алжир	17,0	21,0	21,2	21,0	21,6	26,3	21,2
Египет	7,7	11,0	14,3	18,3	21,0	22,7	25,7
Азия, Австралия и Океания	168,8	217,4	273,0	290,8	305,1	335,5	367,7

Регионы и страны	1991 г.	1995 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.
Япония	54,7	61,2	74,6	76,2	79,0	77,4	72,2
Индонезия	21,7	30,1	31,8	30,6	29,7	34,7	33,7
КНР	14,9	17,7	21,4	24,5	27,7	30,1	39,0
Индия	14,1	19,6	24,8	26,0	26,3	28,2	32,1
Респ. Корея	3,9	10,2	18,7	21,0	23,1	26,2	31,6
Австралия	17,0	19,5	19,8	21,3	22,5	24,0	24,5
Малайзия	9,0	13,7	18,5	20,3	21,6	27,0	33,2
Таиланд	7,0	10,0	17,4	20,5	21,1	25,9	28,7
Пакистан	11,1	14,6	17,3	18,9	20,1	20,9	25,7
Бангладеш	5,3	7,4	8,3	10,0	10,8	11,2	13,2
Тайвань	3,0	4,3	6,2	6,9	7,5	8,5	10,1
Н.Зеландия	4,6	4,2	5,2	5,5	5,7	5,5	3,6
Гонконг	–	–	2,7	2,5	2,5	2,4	2,2
Сингапур	–	1,5	1,5	1,7	2,5	1,9	7,8
В том числе:							
ЕС-15	264,4	302,5	364,4	375,8	381,5	385,6	466,9
Страны ОЭСР	1022,8	1164,0	1265,5	1316,7	1296,7	1372,7	1406,1

Наиболее крупными потребителями природного газа являются США, Россия, Великобритания, Германия, Япония, Канада, Украина, Италия, Иран, Узбекистан, Саудовская Аравия. Из них США, Россия, Великобритания, Канада, Иран, Узбекистан и Саудовская Аравия одновременно являются и крупными производителями газа.

Крупнейшими импортерами газа являются США (120,5 млрд м³ в 2004 г.), Германия – 91,8 млрд м³, Япония – 77,0 млрд м³, Италия – 67,3 млрд м³, Франция – 44,7 млрд м³, Ю.Корея – 29,9 млрд м³. При этом США и европейские страны импортировали в основном трубопроводный газ, а Япония и Южная Корея – сжиженный природный газ.

Наибольшее количество природного газа в мире потребляется в электроэнергетическом и коммунально-бытовом секторах – 77% в 2004 г., в отраслях промышленности (химия, металлургия и др.) использовалось 10%, в качестве моторного топлива 2%, закачивалось в пласт и сгорало на факелах 11% природного газа. В перспективе (до 2010 г.) высокая доля электроэнергетики и коммунально-бытового сектора сохранится на уровне 77–78%, использование в промышленности возрастет до 11–12%, а в качестве моторного топлива до 3%. Особенно перспективным считается превращение природного газа в экологически чистое моторное топливо по технологиям GTL (gas-to-liquids).

В 2005 г. рост потребления природного газа в мире составил 2,3% (суммарное потребление – 2749,6 млрд м³). Наибольший прирост потребления в регионе АТР (7,8%, в т.ч. в Китае – 20,8%, Индии – 12,2%), южноамериканских странах (5,7%), в Африке (4,0%), ближневосточных странах (3,9%). Европейские страны сохраняют достаточно высокий темп роста потребления газа (2,2%). В странах Северной Америки спрос на газ снизился на 1,2% [6].

Экологичность, экономичность и технологичность природного газа обуславливают высокие темпы роста спроса на газ. По оценке экспертов Cedigaz спрос на газ по миру в целом в период до 2010 г. составит 2,5–3,0% в год, международная торговля газом будет расти на 2,5–3,0% в год, а торговля сжиженным природным газом – на 6–7% в год. Более долгосрочные оценки, сделанные Департаментом информации Министерства энергетики США (EIA) оценивают рост спроса на газ в период 2005–2030 гг. темпом 2,3% в год. В абсолютном выражении это: 2010 г. – 3,24 трлн м³, 2015 г. – 3,78 трлн м³, 2025 г. – 4,7 трлн м³, 2030 г. – 5,3 трлн м³. Предполагают, что доля природного газа в структуре мирового топливно-энергетического баланса повысится с 23% в настоящее время до 26% в 2025 г. По оценке компании Exxon Mobil Corp. среднегодовые темпы роста потребления природного газа в мире в период 2005–2030 гг. составят 2,2%, а по оценке Центра глобальных энергетических исследований (Лондон) – 2,5% [24].

Региональные приросты спроса на газ в период 2001–2025 гг. ожидаются в следующих объемах (млрд м³): развивающиеся страны Азии – 398; Северная Америка – 540; Восточная

Европа и бывш. СССР – 653; Западная Европа – 312; Ближний и Средний Восток – 170; Африка – 85.

По отдельным странам прогноз импорта в 2030 г., выполненный Центром глобальных энергетических исследований (Лондон), выглядит следующим образом (млрд м³): США – 289; Германия – 134; Китай – 117; Япония – 108; Италия – 101; Турция – 90; Индия – 60; Испания – 60; Южная Корея – 59 [29].

Особенно заметным будет прирост спроса на газ в электроэнергетике, прежде всего, в европейских странах, а также в развивающихся странах, обладающих собственными ресурсами газа.

2.6. Основные потоки газа

Основные потоки газа определяются из сопоставления объемов добычи и потребления газа по регионам и странам мира (табл. 2.11).

Таблица 2.11
Добыча и потребление природного газа по регионам мира и странам в 2004 г. (млрд м³) [6]

№№ п\п	Регионы и страны	Добыча	Потребление	Разница	Примечание
1	Северная Америка	762,8	784,3	-21,5	Снабжение США газом из Канады по газопроводам и сжиженным газом из Австралии, Тринидада, Катара, Алжира, Омана
	в т.ч.				
	США	542,9	646,7	-103,8	
	Канада	182,8	89,5	+93,3	
2	Мексика	39,1	48,2	-9,1	Сохранение внутрирегионального баланса
	Южная и Центр.Америка	129,1	117,9	+11,2	
	в т.ч.				
	Аргентина	44,9	37,9	+7,0	
	Бразилия	11,1	18,9	-7,8	
3	Венесуэла	28,5	28,1	+0,4	Снабжение из России по трубопроводам, из стран Северной Африки и Ближнего Востока по трубопроводу и в виде СПГ, внутрирегиональная перекачка из Норвегии, Голландии
	Другие страны	44,6	33,0	+11,6	
	Европа	309,4	525,6	-216,2	
	в т.ч.				
	Германия	16,4	83,9	-69,5	
	Италия	13,0	73,3	-60,3	
	Нидерланды	68,8	43,5	+25,3	
4	Норвегия	78,5	4,6	+73,9	Поставки по газопроводам из РФ, Туркмении, Казахстана в европейские страны, Турцию, страны СНГ. Самообеспечение Узбекистана
	Великобритания	75,9	98,0	-2,1	
	Остальные страны	36,8	220,3	-183,5	
	Бывш.СССР	740,9	589,6	+151,3	
	в т.ч.				
	Россия	589,1	402,1	+187,0	
5	Туркмения	54,6	15,5	+39,1	Внутрирегиональный баланс. Вывоз СПГ в страны ЮВА из Омана, Катара, ОАЭ
	Узбекистан	55,8	49,3	+6,5	
	Украина	18,3	70,7	-52,4	
	Прочие страны	23,1	52,0	-28,9	
	Ближний Восток	279,9	242,2	+37,7	
6	в т.ч.				Транспорт по трубопроводам в страны южного Средиземноморья, транспорт в виде СПГ в Европу и США, внутрирегиональный транспорт
	Иран	85,5	87,1	-1,6	
	Саудовская Аравия	64,0	64,0	0	
	ОАЭ	45,8	39,6	+6,2	
	Остальные страны	84,6	51,5	+33,1	
	Африка	145,1	68,6	+76,5	
7	в т.ч.				Внутрирегиональный транспорт в виде СПГ; импорт из стран Ближнего Востока, Сев. Африки
	Азия, Австралия	323,2	367,7	-44,5	
	Австралия	35,2	24,5	+10,7	

№№ п/п	Регионы и страны	Добыча	Потребление	Разница	Примечание
	Индонезия	73,3	33,7	+39,6	
	Малайзия	53,9	33,2	+20,7	
	Китай	40,8	39,0	+1,8	
	Индия	29,4	32,1	-2,7	
	Остальные страны	90,6	205,2	-114,6	
	МИР	2691,6	2689,3	+2,3	

В 2005 г. характер региональных балансов добычи и потребления природного газа по сравнению с 2004 г. изменился незначительно: возрос экспортный поток газа из североафриканских и ближневосточных стран, немного увеличился импорт в страны АТР [6].

Прежде всего следует отметить, что в отличие от рынка нефти, который с полным правом можно назвать мировым, газовые рынки имеют достаточно четкий региональный характер. Можно с уверенностью говорить об американском, европейском и азиатском международных рынках, о внутреннем рынке России и некоторых других стран.

Американский рынок – это прежде всего рынок газа Северной Америки. Три страны, входящие в состав североамериканского региона (США, Канада и Мексика) тесно связаны между собой потоками газа. США – крупнейший в мире потребитель газа: дефицит природного газа составляет свыше 100 млрд м³. Основной поток газа направлен из Канады в США (почти 102 млрд м³ газа поступило по трубопроводам из Канады в США в 2004 г.). Когда-то, на заре развития канадской газовой промышленности, природный газ шел по трубам из США в Канаду. Однако по мере развития газовой промышленности Канады и увеличения дефицита газа в США поток газа по этим газопроводам пошел в обратном направлении и, кроме того, появились новые газотранспортные магистрали, идущие из крупнейшего нефтегазодобывающего региона Канады (пров. Альберта) в США.

В Канаде, напротив, спрос на газ почти на 100 млрд м³ меньше объема добычи и практически вся эта разница направляется своему могущественному соседу. Однако ряд старых газопроводов, по которым в свое время американский природный газ направлялся в Канаду, продолжают функционировать и по ним порядка 9 млрд м³ в год экспортируется из США в Канаду.

Помимо магистрального газа США получают сжиженный природный газ (СПГ) на своих терминалах, расположенных на восточном побережье (порядка 6–7 млрд м³ газа в 2002 г. и уже 18,5 млрд м³ в 2004 г.) из Тринидада и Тобаго, Омана, Катара, Ливии, Алжира и Нигерии). Особенно возрос поток импортируемого СПГ после роста внутренних цен на газ в США. Поскольку подобная ситуация может повториться, США к своим действующим терминалам по приемке СПГ в Эверетте, Лейк-Чарлзе и на о. Эльба, расконсервировали терминал в Ковн-Поинт и строят новые терминала как на побережье Мексиканского залива, так и в Калифорнии.

Что касается Мексики, то здесь потребление газа превышает производство и необходимое количество газа (порядка 11,0 млрд м³ в 2004 г.) импортируется по газопроводу из США. В Мексике также планируется создание терминалов по приемке СПГ в гг. Альтамира и Энсенада.

Американскому рынку газа будет посвящен специальный раздел.

Южноамериканский рынок газа пока развит слабо и ограничивается небольшими поставками по газопроводам из одной страны в другую. В частности, наиболее развитая страна континента Бразилия импортирует газ из Боливии и Аргентины, а Чили – из Аргентины. Незначительное количество газа импортирует Уругвай из Аргентины. Время крупных потоков газа на южноамериканском континенте еще не пришло, оно начнется, когда будут построены трансконтинентальные газопроводы, связывающие страны с быстрорастущим потреблением газа со странами-производителями.

Европейский рынок газа, которому будет посвящен специальный раздел, является

дефицитным: местное производство обеспечивает 60% потребления природного газа. Основные экспортеры газа в Европу – Россия (в страны Восточной, Центральной и Северо-Западной Европы) и Алжир (в страны Средиземноморья). Внутриевропейскими экспортерами газа являются Норвегия, Голландия и, пока, Великобритания, которая «сбрасывала» избыточный газ по подводному газопроводу через пролив Ла-Манш (газопровод «Интерконнектор»).

Россия поставляет газ в европейские страны по газопроводу Уренгой – Помары – Ужгород (транзитом через Украину), строит газотранспортную магистраль Ямал – Европа (транзитом через Белоруссию, Польшу в Германию), поставляет газ по трубопроводу через Выборг в Финляндию и приступила к реализации проекта строительства газотранспортной системы «Североевропейского газопровода» (частично по дну Балтийского моря).

Часть природного газа Россия реэкспортирует, покупая его в Казахстане и Туркменистане, так что можно считать, что рынки Европы и Азии постепенно сближаются. Недавно построенный газопровод «Голубой поток» предназначен для экспорта российского газа в Турцию.

Алжир поставляет природный газ в страны Средиземноморья как по газопроводу, идущему по дну моря, так и в виде сжиженного природного газа. Кроме Алжира СПГ в Европу поставляют Ливия, Нигерия, Оман, Катар и ОАЭ.

Ближневосточные страны являются экспортерами СПГ. Основная масса газа поставляется ими в страны Юго-Восточной Азии (Японию, Южную Корею и на о. Тайвань), а также в США и европейские страны. Из ближневосточных стран импортером газа является Иран, куда газ поступает по трубопроводу из Туркмении. Подобная парадоксальная ситуация сложилась в стране со вторыми (после России) запасами газа потому, что основные месторождения газа находятся на юге страны, а крупные промышленные потребители – на севере. Учитывая рельеф местности и расстояние, оказалось выгоднее импортировать газ из соседнего Туркменистана, чем протягивать газопровод от собственных южных месторождений.

Африканский континент, особенно его северная часть, является экспортером газа. Природный газ из Алжира, Ливии, Египта, Нигерии поступает на европейский газовый рынок, частично на американский рынок. Небольшая часть алжирского газа поступает по газопроводу в Тунис. В ЮАР на заводы по переработке природного газа в синтетическое жидкое топливо в гг. Сасолбург и Секунда газ поступает с шельфовых месторождений ЮАР, а также из Мозамбика.

Азиатский рынок (точнее рынок Азиатско-Тихоокеанского региона) является дефицитным; величина дефицита достигла в 2004 г. почти 80 млрд м³. Основные потоки газа в виде СПГ поступают из ближневосточных стран, а также из Австралии, Брунея, Индонезии, Малайзии. По газопроводам газ поступает из Малайзии и Индонезии в Сингапур, из Мьянмы (Бирмы) – в Таиланд. Учитывая растущую потребность в газе в странах с гигантским населением (Индия, Китай), а также Пакистане предполагается создание газопровода из Туркменистана через Афганистан в Пакистан и, возможно, в Индию, а также из России в Китай, из Казахстана – в Китай, из России – в Японию и Ю. Корею (в виде СПГ).

Структура мировой торговли природным газом в 2004–2005 гг. представлена в табл. 2.12.

Таблица 2.12

Структура мировой торговли природным газом в 2004–2005 гг. [6]

Показатели	2004 г.	2005 г.
Мировая добыча, млрд м ³	2691,6	2763,0
Мировая торговля, млрд м ³	680,0	721,5
Доля от добычи, %	25,3	26,1
Экспорт по газопроводам, млрд м ³	502,1	532,6
Экспорт СПГ, млрд м ³	178,0	188,8
Соотношение видов экспорта	74:26	74:26

Мировая торговля природным газом по газопроводам в 2004 г. представлена в табл. 2.13.

Таблица 2.13

Мировая торговля природным газом (транспортгаза по трубопроводам) в 2004 г. (млрд м³) [6]

Страны-импортеры	Страны – экспортеры															Итого
	США	Канада	Аргентина	Боливия	Западноевропейские страны	РФ	Туркменистан	Иран	Оман	Алжир	Египет	Ливия	Индонезия	Малайзия	Мьянма	
США	–	102,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	102,1
Канада	8,7	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	8,7
Мексика	11,0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	11,0
Бразилия	–	–	0,5	7,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	7,6
Чили	–	–	7,3	0,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	8,1
Европейские страны	–	–	–	–	154,3	148,4	–	3,6	–	33,8	–	0,5	–	–	–	340,6
Иран	–	–	–	–	–	–	5,2	–	–	–	–	–	–	–	–	5,2
Иордания	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,1	–	–	–	–	1,1
ОАЭ	–	–	–	–	–	–	–	–	1,2	–	–	–	–	–	–	1,2
Тунис	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,3	–	–	–	–	–	1,3
Сингапур	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6,1	1,6	–	7,7
Таиланд	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	7,5	7,5
Всего экспорт	19,7	102,1	7,8	7,9	154,3	148,4	5,2	3,6	1,2	35,1	1,1	0,5	6,1	1,6	7,5	502,1

Мировая торговля сжиженным природным газом в 2005 г. представлена в табл. 2.14.

В 2005 г. мировая торговля природным газом, как сжиженным, так и магистральным, выросла на 6,1% по сравнению с 2004 г. Поставки газа в Европу, включая транзит газа, возросли на 4,4%. Предполагается, что объем торговли газом в 2030 г. составит 1,26 трлн м³, в т.ч. СПГ – 0,68 трлн м³. Это означает, во-первых, что объем торговли газом в период 2006–2030 гг. может возрасти почти в 2,4 раза, в то время рост потребления газа прогнозируется в 1,88 раза; во-вторых, доля СПГ в общем объеме торговли газом возрастет с 26% в 2005 г. до 54% в 2030 г. [106].

Согласно прогнозу Центра глобальных стратегических энергетических исследований (Лондон) мировая торговля газом в 2030 г. составит 1771 млрд м³, в т.ч. 1137 млрд м³ – по трубопроводам и 634 млрд м³ – в виде СПГ [24].

Экспортная зависимость развитых стран, а также Китая и Индии в 2030 г. заметно возрастет по сравнению с 2002 г. (табл. 2.15).

В силу сокращения собственной добычи особенно заметным будет рост импорта в страны ЕС. Немалый рост импорта природного газа ожидается в ряде развивающихся стран, в частности, в Китае и Индии.

Отметим, что данные этого прогноза, сделанного в 2004 г. экспертами Международного энергетического агентства, по импорту газа в страны Северной Америки существенно ниже прогнозной оценки импорта газа в США, сделанной экспертами Центра глобальных стратегических энергетических исследований (Лондон) в 2005 г.

Основными экспортёрами газа в 2030 г. по мнению экспертов будут (млрд м³): Россия (632), Катар (200), Алжир (164), Иран (159), Канада (86), Нигерия (78), Норвегия (70), Ирак (55), Египет (48), Австралия (44) [24].

Таблица 2.14

Мировая торговля сжиженным природным газом в 2005 г. (млрд м³) [6]

Страны-потребители	Всего импорт																				Всего импорт	
	США	Канада	Аргентина	Боливия	Бельгия	Дания	Германия	Нидерланды	Норвегия	Великобритания	Россия	Туркмения	Украина	Другие страны Евразии	Иран	Оман	Алжир	Египет	Ливия	Индонезия		Малайзия и Мьянма
США	–	104,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	104,2
Канада	10,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	10,1
Мексика	10,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	10,2
Бразилия	–	–	0,2	8,6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	8,8
Чили	–	–	6,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6,5
Другие южноамериканские страны	–	–	0,1	1,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,9
Европейские страны	–	–	–	–	4,4	5,3	15,2	46,8	79,5	9,7	151,3	1,1	2,5	3,7	4,3	–	37,8	–	4,5	–	–	366,1
Иран	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5,8
Иордания	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,1	–	–	–	1,1
ОАЭ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,4	–	–	–	–	–	1,4
Тунис	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,3	–	–	–	–	1,3
Сингапур	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,8	1,8	6,6
Таиланд	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	8,9	8,9
Всего экспорт	20,3	104,2	6,8	10,4	4,4	5,3	15,2	46,8	79,5	9,7	151,3	6,9	2,5	3,7	4,3	1,4	39,1	1,1	4,5	4,8	10,7	532,9

Импортная зависимость стран от поставок газа [106]

Импортеры	2002 г.		2010 г.		2030 г.	
	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%
Страны ОЭСР Северной Америки	0	0	33	4	197	18
Страны ОЭСР Западной Европы	162	36	267	46	525	65
Страны ОЭСР Азии	98	98	130	97	183	94
Европейский Союз	233	49	342	60	639	81
Китай	0	0	9	15	42	27
Индия	0	0	10	23	44	40

2.7. Эволюция газовых рынков

Сложившиеся за десятилетия мировые газовые рынки прошли различные этапы рыночной трансформации и накопили значительный опыт преобразований, что позволяет говорить об эволюции газовых рынков. Практически везде реформирование рынка газовой отрасли было многоэтапным процессом и потребовало значительного времени. Страны, начавшие процесс либерализации раньше других, проходили более трудный, и часто противоречивый путь (США), при этом сама парадигма преобразований нащупывалась в ходе реформ.

Многое при выборе конкретных этапов преобразований было связано со спецификой состояния и даже истории развития газовой отрасли, законодательной средой и т.п., и в этом смысле не тиражируемо и не поддается копированию или заимствованию.

Важно, что в настоящее время (фактически – в самое последнее время) сформировалось нечто близкое к консенсусу в отношении определяющих принципов того, что можно считать принципами преобразований в газовой отрасли.

Газовая отрасль в силу ряда особенностей еще 20–25 лет назад практически везде была нерыночной, монополизированной, во многих случаях огосударственной. В целом ряде стран с вполне рыночной экономикой и сегодня сохраняется такое положение (Франция). В других странах структура собственности вполне рыночная, но действует масса ограничений и преференций (типа исключительных зон обслуживания для газораспределительных компаний – Германия).

Такие ограничения считались неотъемлемой чертой отрасли вследствие, прежде всего, очень большой капиталоемкости газовой отрасли и, соответственно, необходимости гарантий возврата капитала. Как известно, типичная стоимость магистрального газопровода большого диаметра – порядка \$1,5 млн на км при том, что дальность крупных газопроводов достигает 3–5 тыс. км. Сроки реализации проектов и сроки их окупаемости достаточно протяженные. Отсюда – требование гарантированности рынков сбыта (а значит ограничения или запрещения конкуренции), заключения долгосрочных контрактов с обязательствами по гарантиям поставки и оплаты, гарантий со стороны государства и т.п. Это особенно серьезный аргумент на этапе становления отрасли, когда требуются основные инвестиции, а рынок газа еще не достиг необходимых масштабов.

Вторая особенность – естественно монопольный характер транспортной инфраструктуры и необходимость накладывать обязательства по предоставлению т.н. общественных услуг типа поставок газа населению и мелким потребителям.

Сложившемуся в настоящее время пониманию ситуации на газовых рынках предшествовали несколько этапов эволюции рынков природного газа [113, 114].

Признаками этапов являются:

- *производственные*, связанные с особенностями активов отрасли;
- *институциональные*, характеризующие изменение институциональной структуры отрасли на каждом этапе;
- *контрактные*, связанные с появлением новых контрактных форм.

На **первом этапе** эволюции (начало XX века) формировались локальные рынки газа. В то время еще отсутствовали технологии транспортировки газа на дальние расстояния. Этот

период характеризовался высокими рисками из-за необходимости крупных инвестиций, а также геологическими рисками. Для уменьшения рисков использовались контракты «на истощение» (покупатель брал на себя обязательство купить весь газ с заявленного месторождения) и договора долгосрочной франшизы, дававшие исключительное право на предоставление услуг на данной территории. На этом этапе практически отсутствовала конкуренция между производителями газа.

На **втором этапе** (США – 1938–1952 гг., Европа – до 1965 г., Япония – 1960–1969 гг.) в связи с созданием надежных газотранспортных систем для передачи газа на большие расстояния стали формироваться сначала региональные, а затем национальные газовые рынки. Укрупнялись газовые компании, появилась конкуренция между компаниями – производителями газа. Основными видами контрактов стали долгосрочные контракты типа «take or pay» с ценообразованием по принципу «cost +». В эти годы получила распространение кейнсианская доктрина, стимулировавшая введение государственного регулирования практически во всех отраслях экономики, в т.ч. в газовой промышленности.

На **третьем этапе** развития газовых рынков (США – 1952–1973 гг., Европа – 1960–1970 гг., Япония – 1960–1983 гг.) начинается интеграция систем газоснабжения разных стран путем строительства экспортных газопроводов и организации поставок сжиженного природного газа. На данном этапе институциональная структура дополняется двухсторонними соглашениями, регулирующими взаимоотношения в газовой сфере. Для поддержания конкурентоспособности газа ценообразование меняется с формулы cost + (издержки плюс) на формулу привязки к ценам конкурирующих энергоносителей.

Первые три этапа развития газовых рынков с полным правом можно назвать эволюционными. На протяжении этих этапов государственное регулирование обеспечивало необходимую газовой отрасли стабильность и способствовало созданию и развитию инфраструктуры отрасли. В то же время стимулы для повышения эффективности функционирования отрасли были крайне слабыми. В начале 80-х годов получила распространение либеральная доктрина развития экономики, предусматривающая резкое уменьшение государственного вмешательства и регулирования во всех секторах экономики. По сути дела произошла смена эволюционного развития газовых рынков на революционное: жесткое государственное регулирование было заменено конкуренцией, призванной обеспечить эффективность функционирования газовой отрасли.

Четвертый этап развития газовых рынков – этап их либерализации (США – 1978–1995 гг., Канада – 1987–1996 гг., Великобритания – 1985–1998 гг., Япония – с 1995 г., страны ЕС – с 1998 г.) – начался тогда, когда со всей отчетливостью проявились такие тенденции, как: территориальное расширение рынков и интеграция газотранспортных систем, увеличение количества производителей газа и усиление конкуренции между ними, увеличение рисков, которые производители были вынуждены принимать на себя в контрактах.

На этом этапе было проведено кардинальное изменение институциональной структуры рынка газа: отказались от регулирования отпускных цен на газ для производителей; была проведена приватизация в отрасли и произведено разделение видов деятельности газотранспортных компаний; крупным потребителям было предоставлено право выбора поставщика; был провозглашен принцип недискриминационного доступа к газотранспортным системам для производителей, потребителей, трейдеров; было минимизировано государственное вмешательство в газовую отрасль.

В последние 10–15 лет на основе опыта либерализации сменилась парадигма понимания того, какая модель должна предлагаться отрасли. Типовые элементы этого нового понимания: разделение естественно монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности (или на уровне раздельного ведения счетов, или организационное разделение); жесткое регулирование естественно монопольного сегмента, включающее тарифное регулирование и обеспечение недискриминационного доступа третьих сторон (или, в ряде случаев, режима свободного доступа пользователей); стимулирование в различных формах вхождения новых участников на потенциально конкурентные сегменты рынка, обеспечение

регулирующими органами защиты интересов общества в отношении качества газоснабжения (надежность, безопасность, неиспользование монопольного положения и т.п.).

Ниже рассмотрены особенности реформирования газовой отрасли в различных странах и регионах мира.

В газовой отрасли **США** практически не было государственной собственности и, в отличие от многих других стран, основные преобразования были связаны с изменениями форм регулирования и принципов построения контрактов. В США имеется длительный опыт регулирования деятельности по транспортировке газа. Сама идеология доступа к газотранспортным мощностям родилась в ходе преобразований в середине 1980-х годов при попытке изменить принципы ценового регулирования и обеспечить возможность быстрого выхода к потребителям газа новых производителей.

В США сохраняется сочетание прав крупных потребителей на конкурентные поставки газа с фактическим монополизмом межштатных газотранспортных компаний на поставки газа остальным («зависимым») потребителям.

Важную роль для последующих преобразований в других странах сыграл опыт торговли стандартными контрактами. Опыт реформирования газового рынка США более подробно будет рассмотрен в следующих разделах.

Поучителен и опыт преобразований мощной газовой отрасли **Канады**, носивших достаточно последовательный и системный характер. Особенностью является регулирование экспорта, осуществляемое в форме квазисудебных слушаний Национального Энергетического Совета Канады.

Представляют интерес формы работы и регулирования газораспределительных организаций (ГРО). Так, сохраняются положения о защите зоны действия отдельных ГРО – крупные ГРО действуют на территории целых провинций Канады, владеют собственными подземными хранилищами газа (ПХГ) и планируют свое развитие на годы вперед.

В Канаде законодательно не запрещено совмещение компаниями естественно монопольных и других функций, и на практике, например, крупнейшая газотранспортная система TransCanada занимается операциями по торговле газом (работая при этом в режиме конкуренции с другими трейдерами) и строительством газоэнергетических объектов, а также до недавнего времени активно работала в области газопереработки и международного газового бизнеса.

Надо отметить, что общая конфигурация системы газоснабжения Канады имеет общие черты с ЕСГ России, и опыт Канады представляет для нас значительный интерес.

В **Великобритании** были сформированы механизмы регулирования рынка газа и его последовательной либерализации, ставшие позднее модельными для других стран ЕС. Важен и поучителен опыт поведения участников рынка на разных этапах его преобразований. В стране впервые были применены принципы «стимулирующих тарифов», которые в определенной степени демпфируют негативные стороны традиционного метода регулирования «затраты плюс». Построение тарифов газотранспортной компании Transco на основе расчетов долгосрочных предельных издержек, с учетом ожидаемых потребностей в развитии сети, до настоящего времени вполне успешно решало задачи развития газотранспортных мощностей.

В последние годы разработан и реализуется обширный Сетевой Кодекс, определяющий правила работы газотранспортной сети в интересах всех ее пользователей.

Развитие процессов создания конкурентного рынка газа в Великобритании было осложнено длительной конфронтацией государственных органов регулирования (в лице, прежде всего, Offgas) и основного объекта регулирования – компании British Gas, приведшей к введению последовательных механизмов сужения рыночной силы последней и завершившейся в 1997 г. добровольным разделением этой компании, с формированием самостоятельной структуры, ведавшей поставками газа.

Вместе с тем, последствия преобразований для потребительских цен на газ, более низкий уровень которых в Великобритании по сравнению с континентальными странами ЕС

был одним из основных доводов в пользу реформы в этих странах, далеко не так очевидны, поскольку на эти различия большое влияние оказывают отличия в структуре отрасли и системах налогообложения.

Надо отметить, что британская система газоснабжения имеет как определенные черты сходства (закольцованный характер, значительные объемы транспортировки и т.п.), так и большие отличия от российской ЕСГ (прежде всего несопоставимо меньшие расстояния транспортировки).

Для **европейских стран** основой реформирования газовой отрасли стало принятие Договора Энергетической Хартии (ДЭХ) – системы унифицированных правил в области инвестиционной деятельности и торговли энергетическими материалами, продуктами и оборудованием, включая транспортировку и транзит.

Подписанная в 1991 г. политическая декларация – Европейская Энергетическая Хартия – является единственным документом, устанавливающим общие подходы к обеспечению энергетической безопасности, который подписали ведущие государства мира [115]. Уже в течение 15 лет Энергетическая хартия является не гипотетической, а общей существующей на практике платформой для развертывания сотрудничества в энергетике, в т.ч. в газовой отрасли. Учитывая то обстоятельство, что процессы интернационализации и глобализации энергетического бизнеса увеличивают длину и трансграничный характер «энергетических цепочек», повышают взаимозависимость между производителями и потребителями, растет капиталоемкость крупных проектов и, одновременно, рисков, связанных с их осуществлением, роль такого документа, как Энергетическая Хартия, трудно переоценить.

Международная энергетическая безопасность зависит от непрерывности поставок энергоресурсов, в частности, природного газа.

В рамках ДЭХ была провозглашена и с 2000 г. вступила в силу Газовая директива, на базе которой в странах ЕС приняты законодательные решения, направленные на ее реализацию.

Кроме этого был принят Транзитный протокол, целью которого является разработка общепринятых правовых принципов транзитных (т.е. пересекающих как минимум две национальные границы) потоков энергетических материалов и товаров.

Газовая директива провозгласила: запрет правового монополизма на национальные газотранспортные сети и «прозрачность» исполнения владельцами газопроводов обязательств по прокачке газа по их сетям; свободный доступ к газотранспортным сетям всех желающих поставлять газ на европейский рынок (доступ третьих стран). Газовая директива предполагает также пересмотр всех контрактов на поставку газа, если они содержат пункт о запрете перепродажи газа стороной – покупателем. России, правда, удалось отстоять для своих контрактов находящиеся в них пункты о запрете перепродажи.

Главная цель Газовой директивы – свободный доступ производителей газа к потребителям с целью повышения конкуренции и снижения цен на газ для потребителей.

В Газовой директиве объявлены этапы постепенной либерализации газового рынка Европы.

Что касается протокола о транзите, то в нем главными являются: формирование транзитных тарифов, право «первого отказа» при доступе к транзитным мощностям и интеграционная поправка ЕС.

Что касается формирования транзитных тарифов, то принято, что они должны основываться на издержках (капиталовложения плюс эксплуатационные расходы), включая также разумную норму прибыли.

При обсуждении механизма образования тарифов с учетом ограниченности трубопроводных систем было высказано предложение, чтобы тариф определялся как двуставочный, т.е. включающий в себя как плату за услуги по транспортировке, так и плату за доступ к ограниченным мощностям по транспортировке на этом направлении.

Суть проблемы права первого отказа заключается в следующем: надо ли предоставлять поставщикам (в случае России – «Газпрому»), уже осуществляющим поставки и имеющим

обязательства (обычно – долгосрочные) перед потребителями (как правило – европейскими), преференциальное право на возобновление своих соглашений о транзите (обычно – краткосрочных) через третьи страны по истечении сроков таких соглашений?

Для обеспечения надежности своих транзитных потоков через соседние страны «Газпром» заинтересован не только в гарантиях непрерывания и/или сохранения объемов физических потоков энергоносителей. Для него является принципиально важным гарантированное регулярное продление существующих краткосрочных транзитных соглашений как минимум до истечения существующих долгосрочных контрактов на поставку, с одной стороны, и приоритет доступа к созданным мощностям существующего транзита над новым при окончании срока действия контрактов в случае их продления, с другой стороны.

Сущность интеграционной поправки заключается в том, что для целей транзита территория стран ЕС рассматривается как единая территория. Это означает, что понятие «транзит» при поставках газа из России, например, во Францию, заканчивается на внешней стороне расширяющегося ЕС.

Реализация основных положений либерализации газовых рынков привела на определенном этапе к снижению цен на газ. Образовавшийся в то время «газовый пузырь» – избыток газа, обусловленный полной загрузкой избыточных мощностей, которые не использовались полностью при государственном регулировании газовой отрасли, поступил на рынок, простимулировав развитие конкуренции и появление спотовых рынков газа. Появились краткосрочные спотовые контракты. Сроки и гарантированные объемы газа в долгосрочных контрактах типа «take or pay» постепенно сокращались, а привязка к альтернативным видам топлива заменялась на привязку к ценам спотового рынка.

Четвертый этап развития рынков газа постепенно приводит к образованию трансконтинентального рынка газа. При этом склонность к вертикальной интеграции возрастает, но уже на международном уровне.

В то же время события на наиболее либерализованных рынках США, Канады и Великобритании в период 2000–2005 гг. выявили новые и не всегда положительные тенденции на рынках газа. В частности, избыток добывающих и газотранспортных мощностей, обеспечивающий снижение цен при проведении либерализации рынков, закончился. Существенный рост спроса, обусловленный в немалой степени дешевизной газа, из-за повышения цен на газ, сменился умеренным ростом. Ряд стран – поставщиков газа – перешли на стадию падающей добычи. Постепенно изнашивалась действующая газовая инфраструктура и требовалось в связи с ростом импортных поставок создание новой инфраструктуры. Снижение цен на газ в период либерализации не стимулировало инвестиционную деятельность. Из-за смены модели ценообразования увеличилась степень неопределенности транзакций. Произошли увеличение дефицита газа и рост цен на него прежде всего в странах с наиболее либерализованными газовыми рынками. Обнаружилась значительная нестабильность цен на спотовых рынках газа. Опыт стран, осуществивших либерализацию газовых рынков, показал, что без долгосрочных контрактов, вертикальной интеграции и государственного вмешательства на конкурентных рынках газа не удалось найти способа аккумулировать большие финансовые ресурсы для долгосрочных инвестиций и гарантировать их возврат.

В 2005 г. комиссия ЕС вынуждена была признать, что наблюдается высокая степень концентрации газовых рынков с вертикальными барьерами на входе для новых участников. Попытки ЕС пересмотреть действующие долгосрочные контракты привела пока к устранению в них пунктов, определяющих место назначения поставляемого газа. Еврокомиссия была вынуждена признать важность контрактов take or pay. Вместе с тем планируемая ЕС диверсификация поставок газа в Европу и стремление ограничить действие долгосрочных контрактов создают угрозу российскому экспорту газа.

Опыт реформирования газового рынка должен быть учтен при проведении реформ в газовой отрасли России [116].

В заключении представлены некоторые обобщения в управлении газовой отраслью в США, западноевропейских странах и России (рис. 8).

Газовая промышленность		
США	Европа	Россия
В основном, в частной собственности	В основном принадлежит государству	Контролируется государством Госсобственность – 40%
Отдельно функционирующие сегменты отрасли	Вертикально интегрирована	Интеграция стадий «апстрим» и магистральных трубопроводов
Поставки газа в основном из собственных ресурсов	В небольшой мере собственные источники поставок	Поставки полностью из собственных ресурсов
Значительный уровень конкуренции «газ – газ»	Значительная конкуренция альтернативных энергоносителей	Отсутствие конкуренции «газ – газ». Доминирование газа в структуре ТЭБ. Незначительная конкуренция альтернативных энергоносителей.
Сильный уровень административного регулирования	Слабый уровень административного регулирования	Сильный уровень государственного регулирования
Тысячи производителей газа	Небольшое число производителей газа	Добыча, транспорт – квазимонополия. Распределение – региональные монополии.
Газ является «товаром» на всех этапах газовой цепочки	В основном, долгосрочные контракты на поставки газа. Развитие рынка «слот»	Поставки на основе типовых контрактов. Бартер, неплатежи (в 90-е годы)
Соотношение магистральных и распределительных систем 1:12	Соотношение магистральных и распределительных систем 1:10	Соотношение магистральных и распределительных систем 1:2

Рис. 8. Различия в структуре управления газовой промышленностью Европы, России и США

Обобщение элементов реформирования энергетического сектора (в т.ч. газового) и специфика либерализации газового рынка в различных странах и регионах мира показаны на рис. 9.



Рис. 9. Реформы энергетического сектора (международный опыт)

2.8. Ценообразование в газовом секторе. Динамика цен на газ

Сегодня мировая система энергоснабжения сформирована только на рынке нефти. Однако по сходным с нефтью объективно обусловленным сценариям развиваются рынки и других энергоресурсов, в первую очередь региональные рынки газа – с соответствующими лагами запаздывания по сравнению с этапами развития рынка нефти и с более поздним переходом к конкурентному этапу (см. рис. 10).

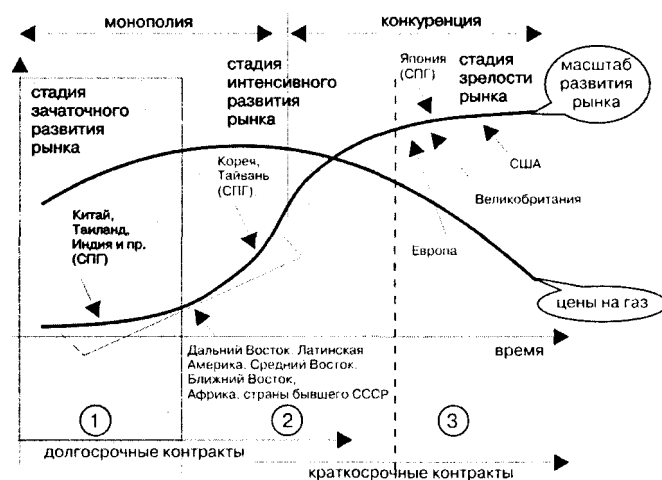


Рис. 10. Этапы развития рынков газа

(1) – cost+, (2) – исходя из цен на заменители газа (формула привязки), (3) – исходя из биржевых котировок

Развитие рынка СПГ пока еще не вышло на уровень, на котором он может связать региональные газоснабжающие системы, развивающиеся преимущественно (за исключением стран Юго-Восточной Азии) на базе сетевого газа, в единую мировую систему газоснабжения. Правда, уже поступили сообщения о заказах на строительство танкерометановозов, призванных обслуживать не конкретные проекты СПГ в рамках долгосрочных контрактов внутри пары конкретных производителей и потребителей, а нацеленных на работу на рынке наличного товара, без привязки к конкретным проектам, то есть в режиме разовых сделок. Это свидетельствует о начале формирования глобальной системы газоснабжения.

Раньше всех произошел переход к конкурентной форме организации на рынке газа США. Следом за ним конкурентный рынок газа возник в Великобритании. Сегодня такой рынок формируется в континентальной Европе. Ускорение ему придает принятая ЕС Европейская директива по газу.

Объективной предпосылкой перехода к конкурентной организации рынка газа является наличие соответствующей разветвленной газовой инфраструктуры, обеспечивающей множественность выбора между поставщиками и потребителями.

На стадии зачаточного развития рынка освоение новых месторождений газа происходит в условиях отсутствия сформированной системы газоснабжения. Газовые контракты поначалу попарно связывали индивидуальных производителей и потребителей. Специфика газового бизнеса предопределяет, что на этом этапе основные капиталовложения осуществляются не в добычу газа, а в строительство газопроводов. В результате освоение газовых месторождений должно предусматривать длительный период максимальной добычи в целях оптимальной загрузки трубопровода и быстрой окупаемости инвестиций в проект.

В целях реализации «эффекта масштаба» освоение ресурсов газа начинается, как правило, с крупных его месторождений. Поэтому, чтобы минимизировать издержки формирования «стартовой» газовой инфраструктуры, потребители газа должны быть также крупными и единичными – в промышленности, электроэнергетике – или концентрировать значительный спрос в рамках малой территории – коммунально-бытовой сектор в крупных городах – то есть быть заинтересованными в стабильных долгосрочных поставках.

Минимизация риска поставки на этом этапе обеспечивается применением механизма долгосрочных контрактов типа «бери и(или) плати (take and/or pay), а ценового риска – применением формулы «cost+», в рамках которой контрактная цена газа устанавливается по принципу: издержки плюс налоги плюс приемлемая рентабельность.

На начальной стадии развития рынка цена на газ определяется исходя из экономики отдельных газовых проектов, разрабатываемых независимо друг от друга. Поэтому цены

отдельных контрактов не связаны между собой. Единой, унифицированной цены на газ в это время не существует. Контрактная цена газа может расти вследствие перехода к освоению более труднодоступных месторождений и монопольной организации самого рынка.

По мере перехода на стадию интенсивного развития рынка происходит смена доминирующей формулы ценообразования и видов контрактов.

Расширяя зону своего применения, газ вступает в конкуренцию с другими энергоносителями в различных сферах конечного потребления. По мере формирования газовой инфраструктуры и захвата новых сегментов рынка появляется возможность установления единых цен на газ. Чтобы иметь долгосрочные конкурентные преимущества, его цена должна адекватно соотноситься с ценами альтернативных ему энергоносителей. Поэтому на этом этапе широко начинают применяться различные «формулы привязки», исходя из цен на заменители газа в конкретных сферах потребления (нефтепродукты, уголь, электроэнергия).

Привязка цен на газ к ценам других энергоресурсов сдерживает рост газовых цен. Устанавливаемые и далее на индивидуальной основе по формуле «цена+», они имели бы тенденцию к дальнейшему росту в связи с ухудшением природных условий новых месторождений. Отсутствие конкуренции и недиверсифицированные поставки не стимулировали применение достижений НТП для снижения затрат на добычу и транспортировку газа, так как цена всегда покрывала издержки, налоги и обеспечивала приемлемую прибыль.

Использование «формулы привязки» в качестве механизма формирования цен на газ позволяет также сглаживать ценовые колебания на рынке энергоресурсов, к которым привязываются цены на газ, и переносить их на рынок газа с лагом запаздывания (беря, например, за основу усредненные значения цен альтернативных газу энергоресурсов за период нескольких месяцев, предшествующих расчетной дате). Такой механизм ценообразования создает дополнительные ценовые стимулы для расширения спроса на газ в период повышающейся ценовой конъюнктуры на рынке нефти, когда цены на газ растут вдогонку за ценами на нефть, но не опережают их. Но цены на газ могут оказаться выше цен на конкурентные нефтепродукты в период понижения цен на рынке нефти.

По мере развития рынка газ завоевывает оптимальную для себя нишу, определяемую зоной его конкурентных преимуществ. Нарастание предложения газа ведет к усилению конкуренции, развитию инфраструктуры газоснабжения и появлению множественности поставщиков и путей доставки газа на рынок (реализация концепции «множественности путей доставки» как механизма снижения риска поставки) и росту объемов спотовой торговли, ведущей на рынке избыточного предложения к дальнейшему снижению цен (краткосрочные контракты как механизм снижения ценового риска для потребителей).

Однако массовый переход к краткосрочным контрактам как доминирующей форме соглашений между поставщиками и потребителями станет возможен только тогда, когда завершится формирование базовой инфраструктуры. До этого преждевременный отказ от долгосрочных контрактов в пользу краткосрочных ведет к увеличению рисков финансирования крупномасштабных инвестиционных проектов в газовой отрасли и перекладыванию этих повышенных рисков на производителей газа, для которых, таким образом, резко возрастают финансовые издержки реализации таких проектов.

На стадии интенсивного развития рынка монопольная форма его организации утрачивает возможности эффективного развития и уступает место конкурентной организации рыночного пространства, нацеленной на снижение издержек и повышение эффективности во всех звеньях «энергетической (газовой) цепочки». На этой стадии краткосрочные и разовые сделки начинают преобладать, создавая предпосылки для организации биржевой торговли «бумажным» газом (биржевыми газовыми контрактами) – алгоритм, аналогичный к переходу к биржевой торговле на рынке нефти. Однако сохранятся и долгосрочные контракты, ценовая формула которых будет привязана к биржевым котировкам. На стадии зрелого рынка конкурентное ценообразование происходит в рамках

пары «газ–газ»: «газ – конкурирующий (альтернативный) с газом энергоноситель». Цены на зрелом конкурентном рынке будут иметь тенденцию к снижению. Конкурентные преимущества на таком рынке будут у производителей, которые смогут еще быстрее снижать издержки и глубже проникать на рынок конечного потребления, где цены наиболее высоки.

В иллюстративных целях в табл. 2.16, 2.17, 2.18, 2.19 приведены цены на газ в различных регионах и странах.

Таблица 2.16

Импортные цены на газ в Европе (на границе стран) в 2000–2001 гг. долл./тыс м³

Импортер	Экспортер	Сент. 2000 г.	сент. 2001 г.
Великобритания	Северное море	104,10	123,95
Германия	Норвегия	101,34	122,37
	Россия	100,01	121,40
	Нидерланды	102,10	122,85
Франция	Нидерланды	98,68	119,70
	Россия	99,97	120,42
	Норвегия	98,67	119,70
	Алжир	100,71	122,00
Венгрия	Германия	100,96	127,49
	Россия	100,50	126,87
Италия	Нидерланды	99,95	121,11
	Алжир	99,57	120,68
	Россия	100,43	121,72

Источник: Аргус Петролеум

Таблица 2.17

Средние цены на газ в странах Европейского Союза (долл./тыс м³) [6]

Год	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Цена газа	137,9	101,5	114,5	99,4	91,1	80,6	85,3	87,5	95,4	81,4	66,2	117,0	150,8	124,9	158,4	164,2	226,1

Таблица 2.18

Цены на сжиженный природный газ в Японии, долл./тыс м³ [6]

Год	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Цена	188,3	131,0	143,6	130,3	126,7	114,5	124,6	131,8	140,8	109,8	113,0	169,9	167,0	153,7		186,5	217,8

Таблица 2.19

Цены на газ в США и Канаде (долл./тыс м³) [6]

Годы	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
США	59,0	53,6	63,7	76,3	69,1	60,8	99,4	91,1	74,9	81,7	152,3	146,5	119,9	202,7	210,6	316,4
Канада*	37,8	32,0	35,3	60,8	52,2	32,0	40,3	49,0	51,1	72,0	135,0	130,0	92,5	173,9	181,1	261,0

* пров. Альберта

Цена на природный газ в США в 70–80-е годы (цена на устье скважины) держались в среднем на уровне 52 долл./тыс м³, в 90-е годы – 73,4 долл./тыс м³, в период 2000–2002 гг. составила 139,5 долл./тыс.м³, в 2003 г. – 202,7 долл./тыс.м³, 2004 г. – 210,6 долл./тыс.м³, 2005 г. – 316,4 долл./тыс.м³. На Нью-Йоркской бирже цены на природный газ (для потребителей) доходили в 2003 г. до 330 долл./тыс м³, в 2004 г. – до 400 долл./тыс. м³, а в 2005 г. – зашкаливали за 500 долл./тыс.м³. По прогнозу Департамента информации Министерства энергетики США цена природного газа в США в 2020 г. составит 160 долл./тыс. м³ (в ценах 2002 г.) или 306 долл./т в текущих ценах, однако уровень фактических цен в 2005 г. уже превзошел этот уровень.

Цены на газ, естественно, зависят от цен на нефть. Но как показывает опыт, цены на газ реагируют на изменение цен на нефть с запаздыванием примерно на год. В этой связи ряд экспертов высказывают мнение, что ожидаемое снижение цен на нефть в 2007–2008 гг. вызовет снижение цен на газ в 2008–2009 гг.

2.9. Американский газовый рынок

Американский газовый рынок является самым крупным и «старым» из газовых рынков мира. Здесь еще с 1985 г. начался процесс либерализации и в настоящее время американский газовый рынок – наиболее открытый из всех газовых рынков [116].

Особенностью американского газового рынка является необычайная пестрота его участников и субъектов, позволяющая учитывать интересы компаний по добыче, транспортировке и хранению газа и многочисленных потребителей. На американском газовом рынке уживаются гиганты (вертикально интегрированные компании) и сравнительно небольшие специализированные газовые компании, владельцы газотранспортных сетей, хранилищ, газораспределительных компаний, различные потребители, представляющие коммунальный сектор, предприятия сферы услуг, промышленных потребителей и электроэнергетику. Основная форма продажи газа – краткосрочные контракты. На американском газовом рынке существует система учета качества газа, осуществляется мониторинг объемов прокачки газа по газопроводам и распределительным сетям, причем эта информация является публичной. Цены на газ в США формируются на основе спроса и предложения на спотовом рынке (рынке разовых сделок) и меняются почти каждый день. Для каждой категории потребителей на газовом рынке США складывается свой уровень цен, что объясняется особенностями спроса на газ по сравнению с другими энергоносителями в различных секторах экономики. Помимо цен на газ по штатам и различным категориям потребителей существуют цены на газ на устье скважины, цены на газ местных газораспределительных компаний (цена газа на промысле плюс стоимость транспорта до пункта сбора газораспределительной компании).

Американский газовый рынок имеет огромную газотранспортную систему (334 тыс. км промышленных и магистральных газопроводов), а также отводов газораспределительных сетей общей пропускной способностью 3,34 млрд м³/день. Газотранспортная система США постоянно обновляется и расширяется (несколько десятков проектов реконструкции действующих и строительства новых газопроводов в год).

В структуре энергобаланса США газ составлял в 2005 г. 23% [117].

Разведанные запасы природного газа в США оценивались на конец 2004 г. в 5,29 трлн м³, что составляло 2,9% общемировых запасов газа. Согласно американской статистике, в последние 5 лет среднегодовой прирост запасов составлял 0,085 трлн м³. При этом на доказанные запасы приходилось только 14% всех потенциальных (по американской терминологии «технически извлекаемых») запасов, которые оцениваются в 36,3 трлн м³. Можно сказать, что США обеспечены природным газом на многие годы вперед.

Достоверные запасы газа стабильно повышались на протяжении 1960-х годов и слегка снижались в течение 1970-х годов, когда разведка и разработка новых месторождений газодобывающими компаниями велись по сокращенной программе. Эта тенденция резко изменилась, когда промысловые цены на газ перестали регулироваться правительством, и с тех пор уровень доказанных запасов стабилизировался. В настоящее время ежегодная добыча природного газа в США превышает валовой прирост достоверных запасов, иными словами, газа расходуется больше, чем разведывается. Тем не менее, достоверных запасов газа хватит примерно на 10 лет его добычи при сегодняшних ее темпах.

Считается, что морские шельфовые месторождения, расположенные вблизи побережья США, содержат большие количества нефти и газа. Достоверные запасы газа этих месторождений, которые по состоянию на 2003 г. оценивались в 1,18 трлн. м³, составляют более 20% от всех запасов газа в США. Более двух третей открытых к 2000 г. газовых месторождений расположены в Техасе и акватории Мексиканского залива. В настоящее время бурно развивается технология морского глубоководного бурения. Большие успехи достигнуты в технологиях прокладки промысловых транспортирующих и магистральных газопроводов, доставляющих газ от морских скважин на перерабатывающие установки на суше. Тем не менее, добыча газа на шельфе продолжает оставаться весьма дорогостоящей.

О каких-либо существенных запасах нефти и газа на Аляске не было известно вплоть

до конца 1960-х годов, когда открыли гигантское месторождение нефти в Прадхо-Бей. Достоверные запасы сопутствующего природного газа на этом месторождении в 2000 г. оценивались в 270 млрд. м³. Однако большая часть добываемого газа снова закачивается в пласт, чтобы поддерживать давление, необходимое для поступления нефти из скважин.

Помимо достоверных запасов природного газа в Америке ведется разведка новых месторождений, а также расширяются уже известные месторождения за счет определения геологами новых границ продуктивных зон. Правительственные учреждения и различные организации газовой промышленности проводят оценки этих *потенциальных* ресурсов природного газа. Комитет по потенциальным запасам газа разработал критерии для оценки и классификации ресурсов газа, а именно, обнаруженный и необнаруженный газ.

Обнаруженный газ в вероятных запасах представляет собой газ, находящийся в уже известных залежах, который предполагается получить за счет расширения границ этих залежей в установленной продуктивной зоне в ходе дальнейших изысканий.

Возможные запасы – предполагаемые количества газа, существование которого связано не с известными месторождениями, но с определенными продуктивными пластами. На наличие таких запасов указывают отображения объектов и протяженности известного газоносного пласта на менее исследованные территории. Типы ловушек и/или структурных элементов залегания могут быть аналогичными или несколько отличаться. Возможные запасы – это ожидаемые запасы, которые могут быть обнаружены во вновь открытых месторождениях на этих объектах и протяженностях. Оценка вероятных и возможных ресурсов природного газа в США составляет 7,61 трлн м³ (на 2003 г.), из которых несколько менее половины находится на суше 48 штатов (исключая Аляску).

Предполагаемые запасы – категория запасов, которые предполагается найти в газоносных пластах или провинциях, еще не установленных как продуктивные. Для более или менее надежной оценки таких неизвестных запасов разрабатываются геологические аналогии. Предполагаемые запасы прогнозируются на основе данных об открытых новых залежах и новых месторождениях. Поскольку для их точного определения необходимо проведение дополнительных буровых работ и тестирование скважин, существует некоторая неопределенность с их подсчетом. Согласно оценке, предполагаемые ресурсы природного газа составляют 6,28 трлн м³, 81 % которых сосредоточены в сухопутных месторождениях.

Приведенные выше оценки ресурсов природного газа не включали морские глубоководные месторождения. С их учетом недоказанные ресурсы газа акватории США оцениваются в 11,5 трлн м³ (на 2005 г.), что превышает предыдущие оценки на 12%. Из этой величины примерно 6,6 трлн м³ приходится на акваторию Мексиканского залива и 3,45 трлн м³ – на акваторию Аляски.

Самая большая категория недоказанных ресурсов, оцениваемая в 12,59 трлн м³, – это нетрадиционные ресурсы природного газа, 71% которых находится в низкопроницаемых ловушках песчаников.

В течение последних 20 лет запасы газа в нетрадиционных месторождениях повысили свой статус от «скромных надежд начала 1980-х» до одного из главных источников добычи природного газа. За это время метан угольных пластов и газ битуминозных сланцев, превратились из предмета научных исследований в значительную составляющую поставок природного газа. Ожидается, что в течение следующих 20 лет роль запасов нетрадиционного газа будет возрастать. К запасам нетрадиционного газа относят также газ, содержащийся в плотных песчаниках, которые представляет собой продолжение традиционной залежи с низкой проницаемостью [118].

С 2000 по 2004 гг. добыча природного газа в США из традиционных источников сократилась, в то время как из нетрадиционных – возросла на 28,3 млрд м³. Из них 16,9 млрд м³ пришлось на газ из песчаников, а 5,7 – на метан угольных пластов (за это время их добыча увеличилась с 113,2 до 130,2 и с 39,6 до 45,3 млрд м³, соответственно). В наибольшей степени возросла добыча газа из сланцевых месторождений – с 11,3 млрд м³ до 17 млрд м³ (на 5,7 млрд м³), самым известным из которых является «Barnett». Развитию разработки

метана угольных пластов с 80-х по 90-е годы способствовали материальное стимулирование в виде налоговых льгот в совокупности с исследованиями, проводимыми под руководством Департамента энергетики США и НИИ ресурсов природного газа. Оба этих мероприятия до сих пор осуществляются. Оценка запасов метана из угольных пластов в США в 2004 г. составляла 530 млрд м³. В будущем предполагается использование новых технологий, расширяющих возможности добычи метана из угольных пластов, извлечение которого на сегодняшний день является нерентабельным с коммерческой точки зрения по причине либо глубокого залегания, либо слишком низкой проницаемости.

Добыча газа из битуминозных сланцев также началась в 80-х с небольших объемов в условиях льготного налогообложения и при поддержке Департамента энергетики США и НИИ ресурсов природного газа. Однако, темпы роста добычи газа из битуминозных сланцев отставали от темпов добычи метана из угольных пластов. Поскольку запасы газа в битуминозных сланцах менее изучены, в будущем планируется разработка новых залежей, а также залежей, не полностью разведанных на сегодняшний день, в отличие от ситуации с метаном угольных пластов, разработка которых в перспективе направлена на извлечение нерентабельных на настоящий момент запасов.

Согласно прогнозу Национального нефтяного совета 1999 г. (The National Petroleum Council's 1999), объем технически извлекаемых ресурсов газа из новых месторождений составил 17,91 трлн м³, в том числе из нетрадиционных – 10,07 трлн м³ (6,51 трлн м³ – газ в плотных песчаниках; 2,09 трлн м³ – метан в угольных пластах; 1,47 трлн м³ – газ в битуминозных сланцах). Из 12 крупнейших месторождений природного газа в США 9 являются нетрадиционными. И Департамент энергетики и Национальный нефтяной консилиум отнесли нетрадиционные месторождения газа к категории крупных месторождений. Наибольшее количество газа содержится в плотных песчаниках, за ними следуют угольные пласты, а потом уже и битуминозные сланцы.

Для разработки нетрадиционного газа используются методы разрыва породы пласта закачкой газа или пеной под большим давлением (на месторождении «San Juan»), горизонтального бурения и воздействия на пласт (на многопластовом месторождении «Black Warrior»). Многие из этих технологий, включая гидравлический разрыв пласта, были успешно применены в ходе разработки газа битуминозных сланцев. Мнение в отношении разработки запасов нетрадиционного газа изменилось, когда началась добыча метана из мало проницаемых угольных пластов осадочного бассейна реки Powder, на который раньше не обращали никакого внимания.

Наращивать запасы нетрадиционного газа в будущем предполагается как экстенсивными, так и интенсивными методами. Одним из экстенсивных методов станет поиск выходящих на поверхность пластов с глубокими трещинами, образованными в местах изгибов или разломов. Природные трещины в горной породе всегда были ключом к промышленной добыче газа из угольных пластов, битуминозных сланцев и плотных песчаников, и останутся им в будущем. Возможно, в дальнейшем проведение поисково-разведочных работ на газ будет основано именно на этом факте. Среди интенсивных методов следует отметить усовершенствование технологии бурения и строительства скважин, оптимизацию управления основным производством и увеличение глубины бурения.

Особого внимания заслуживает исследование такого нетрадиционного газосодержащего скопления углеводородов как газогидраты. Газовые гидраты являются единственным еще не разрабатываемым источником природного газа на Земле, который может составить реальную конкуренцию традиционным месторождениям в силу огромных ресурсов, широкого распространения, неглубокого залегания и концентрированного состояния газа.

В США ресурсы газа газогидратных залежей на суше и шельфе оценены Геологическим обществом в 6000 трлн м³. Запасы газа в гидратном состоянии на Аляске достигают 66,8 трлн. куб. метров; в Мексиканском заливе выявлено 1,03 трлн м³ метана в виде газовых гидратов. На проводимые исследования по добыче метана сенат США в 2001 г.

выделил около 42 млн долларов.

В последнее время, после опубликования ряда результатов, полученных Геологическим обществом США, интерес к залежам газогидратов на суше резко возрос. В 1998 г. в Канаде в дельте реки Маккензи была пробурена экспериментальная скважина Малик (Malik), по данным которой установлено наличие мощного поля скоплений газогидратов. Исследования шельфовой зоны и картирование выявленных гидратопроявлений проводились Japan Petroleum Exploration Co. Ltd. и рядом японских промышленных компаний с участием Геологического общества США, Канады и нескольких университетов.

Вместе с тем следует отметить, что, имея неплохие доказанные и потенциальные запасы, для обеспечения потребности страны в газе США предпочитают импортировать большое количество природного газа из Канады (по газопроводу) и ввозить СПГ, для чего на восточном побережье построено и функционируют несколько терминалов.

Динамика собственной добычи газа в США представлена в табл. 2.20.

Таблица 2.20

Добыча природного газа в США (млрд м³) [6]

Годы	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Добыча	510,4	514,5	520,4	541,8	534,9	542,2	543,1	549,2	541,6	544,9	557,7	547,7	549,6	542,9	525,7

По добыче газа США занимают второе место в мире после России. Если учесть, что это т.н. товарный газ без учета закачки в пласт и нужд газопроводов, то, возможно, и лидируют.

Потребление газа в США представлено в табл. 2.21.

Таблица 2.21

Потребление природного газа в США (млрд м³) [6]

Годы	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Потребление	549,0	563,7	593,2	596,1	620,6	631,7	630,9	614,3	621,7	647,1	642,4	667,5	645,3	646,7	633,5

Из приведенных данных видно, что в последние 10 лет добыча газа практически остается стабильной и варьируется в пределах 10–15 млрд м³. В США не спешат наращивать собственную добычу газа и очень дозированно вводят в эксплуатацию новые месторождения. В то же время потребление газа постоянно растет (за период 1991–2000 гг. рост составил 18%, или 1,7% в год). В 2004 г. превышение объема потребления над объемом производства составило 19,3%, а в 2005 г. – 20,5%. Из Канады в 2004 г. было импортировано по трубопроводам 102,1 млрд м³ газа, а в 2005 г. – 104,2 млрд м³. Одновременно США импортировали СПГ (в 2004 г. всего было ввезено 18,5 млрд м³ СПГ, в т.ч. из Тринидада и Тобаго – 13,1 млрд м³ СПГ, Омана – 0,3 млрд м³, Катара – 0,3 млрд м³, Алжира – 3,4 млрд м³, Нигерии – 0,3 млрд м³, Австралии – 0,4 млрд м³, Малайзии – 0,6 млрд м³. В 2005 г. импорт СПГ составил 17,9 млрд м³ [6].

Доля чистого импорта в потреблении природного газа в США в 2004 г. составила 18,9%, в т.ч. 85% поступило по трубопроводам, 15% в виде сжиженного газа.

Баланс природного газа в США в период 2000–2004 гг. приведен в табл. 2.22.

В 2004 г. емкость подземных хранилищ газа (ПХГ) в США составила 232,2 млрд м³. В ПХГ в 2004 г. было закачено 88,1 млрд м³, а извлечено из хранилищ 85 млрд м³.

В последние несколько лет цены на природный газ в США возросли, вследствие чего потребление газа несколько снизилось. За последние три года она составила в среднем 137,6 долл./тыс м³, в то время как в предыдущие три года она составляла 82,6 долл./тыс м³. Потребительские цены на газ за последние три года составили 250 долл./тыс м³. В 2004 г. цена на газ в США (Henry Hub) составила 210,6 долл./тыс.м³, в 2005 г. – 316,4 долл./тыс. м³ [6].

Соотношение цен на газ в США (цены на устье скважины и средние цены коммерческих потребителей представлены в табл. 2.23).

Приведенная в табл. 2.23 динамика цен отражает изменения цен в соответствии с эволюцией газового рынка США, описанной выше, а также тенденцию роста цен в 2001–2005 гг.

Таблица 2.22

Баланс природного газа в США (млрд м³) [117].

Показатели	Годы				
	2000	2001	2002	2003	2004
Добыча					
шт. Техас	150,0	152,3	149,2	151,3	145,5
шт. Луизиана	41,3	42,7	43,7	45,5	36,9
прочие штаты	382,4	391,1	374,4	377,1	350,3
Итого добыча	573,7	586,1	567,3	573,9	532,7
Импорт					
Канада	100,7	105,9	107,3	106,5	104,0
Мексика	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0
Сжиженный природный газ	6,4	6,8	6,5	8,5	18,5
Итого импорт	107,4	113,0	113,9	115,1	122,5
Дополнительный газ	2,4	2,2	2,3	2,3	1,7
Потери	60,5	56,8	107,2	102,8	56,8
Итого поставки	623,0	644,5	576,3	588,5	651,2
Закачка в хранилища (+), из хранилищ (-)	23,5	-56,8	12,7	-2,2	4,3
Суммарные поставки	646,5	587,7	589,0	586,3	655,5
Экспорт	6,9	10,6	14,7	17,0	24,4
Суммарное потребление	639,6	577,1	574,3	569,3	631,1

Таблица 2.23

Цены на газ в США (долл./тыс. м³) [6]

Годы	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Цена на устье скважины	20,88	28,44	32,76	42,48	57,24	71,28	88,56	93,24	95,76	90,36	69,84	60,12
Цена потребителей	59,04	73,44	80,28	98,28	122,04	144,0	173,52	201,24	199,8	198,0	182,88	171,72

Продолжение табл. 2.23

Годы	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Цена на устье скважины	60,84	60,84	61,56	59,04	62,64	73,44	66,6	55,8	78,12	83,52	70,56	78,84
Цена потребителей	166,68	170,64	173,88	173,16	175,68	487,92	195,84	181,80	194,40	208,8	197,28	191,88

Продолжение табл. 2.23

Годы	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Цена на устье скважины	132,48	144,00	106,20	175,68	197,64	288,00
Цена потребителей	237,24	30,48	238,68	298,44	333,72	406,80

Наиболее высокие цены на газ в США для потребителей коммунально-бытового и коммерческого секторов. Цены для энергетического сектора и для промышленности ниже, но тем не менее превосходят цену газа на устье скважины примерно на 20%.

В связи с ростом цен на природный газ в США увеличился импорт СПГ, который стал конкурентоспособным по сравнению с магистральным газом из Канады. Если в 1997 г. США импортировали 2,3 млрд м³ СПГ, то в 2000 г. объем импорта возрос до 4,8 млрд м³, 2001 г. – 5,4 млрд м³, 2002 г. – до 6,5 млрд м³, в 2004 г. возрос до уровня 18,5 млрд м³, а к 2020 г. может возрасти до 60 млрд м³.

К 2025 г. доля природного газа в структуре энергопотребления США возрастет с нынешних 23% до 29%. Такой рост спроса отразится на общем приросте, что составит 237,32 млрд м³, или среднегодовом приросте около 11,5 млрд м³.

Рост платежеспособного спроса и сомнения в достаточности предложения газа, естественно, скажутся и на его цене. Многие аналитики сходились в том, что цена на газ в США в течение 20 лет будет расти до 162–180 долл. за тыс. м³. При этом, правда, не исключали, что при средней цене выше 166 долл. природный газ внутри страны будет

заменяться альтернативными конкурентоспособными энергоносителями, а энергоемкие производства удобрений и других товаров газохимической промышленности будут перемещаться в страны с низкой стоимостью природного газа. А вот эксперты EIA считают, что цена газа добывающих компаний за 5 лет сократится на 30% (табл. 2.24). Частично это будет связано с некоторым ростом объемов добычи в стране, конкуренцией с иностранными поставщиками и общей стабилизацией ситуации на газовом рынке. Цена, которую будут платить за газ конечные потребители, также снизится к 2010 г. благодаря более эффективной, удешевленной транспортировке. Однако, в дальнейшем по мере истощения относительно легкодоступных месторождений и разработки залежей в трудных условиях, наметится рост цены газа добывающих компаний. Более того, по причине ожидаемого бума СПГ в 2009 г. и учитывая тот факт, что поставки СПГ в США с каждым годом будут расти, увеличится стоимость транспортировки газа. В связи с этим увеличится цена газа для конечных потребителей. Упомянутые последними тенденции роста цен возобладали и в 2005 г. цена достигла исторического максимума.

Таблица 2.24

Прогноз цен на природный газ в США (долл./тыс. м³) [119]

	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Цена «на устье скважины»	150,0	103,0	117,7	128,2	135,6
Цена для жилищно-коммунального сектора	292,3	227,0	239,1	252,2	264,1
Цена для коммерческого сектора	247,6	200,1	213,4	223,6	231,8
Цена для промышленности	176,9	127,4	140,4	152,3	159,3
Цена для автотранспортного топлива	285,3	249,3	265,5	275,1	282,4
Цена для энергетического сектора	170,9	123,4	138,7	150,3	157,1

Согласно прогнозам, выполненным Международным энергетическим агентством, развитие добычи в США может пойти по двум сценариям. Первый (стабилизационный) предполагает, что добыча газа в США сохранится до 2020 г. на уровне 550 млрд м³; второй (сценарий развития) построен исходя из перспектив роста добычи в 2005 г. до 600 млрд м³, 2010 г. – до 710 млрд м³, 2020 г. – до 850 млрд м³.

Согласно прогнозу EIA, доля собственного природного газа в экономике страны будет снижаться. Его добыча, по итогам 2005 г., составила 525,7 млрд м³ при уровне запасов в 5,35 трлн м³. Соотношение доказанных запасов и существующей добычи составляет в настоящее время примерно 10 лет, и на этом уровне оно держится уже в течение нескольких лет. Сегодня американская газовая промышленность активно развивается, используя так называемые нетрадиционные источники газа (плотные коллектора, угольный метан и др., доля которых в добыче, согласно EIA, составляла в 2004 г. около 30%, а рост к 2010 году достигнет 36–37%).

По тем же оценкам, совокупная добыча газа в США может несколько вырасти по сравнению с показателем 2004 г. (табл. 2.25) и составить в 2020 г. 619,49 млрд м³, из которых в Мексику будет поставлено около 10 млрд м³. Возникающую прогнозируемую разницу между потреблением и добычей в пределах 250 млрд м³, если ориентироваться на базовый вариант прогноза, придется возмещать дополнительными объемами собственного и импортного газа (прогнозируемая доля импорта в потреблении представлена в табл. 2.26).

Таблица 2.25

Прогноз предложения природного газа в США (млрд.м³)

Источник поступления	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Добыча в США	545,34	577,89	587,79	619,49	617,79
Чистый импорт (импорт – экспорт):	95,37	139,52	198,66	223,01	245,36
Канада	84,90	72,73	84,33	76,13	72,16
Мексика	-10,75	-3,96	-8,21	-9,90	-7,07
СПГ	21,22	70,75	122,54	156,78	180,27
Дополнительный газ	1,98	2,26	2,26	2,26	2,26
Итого:	642,69	719,67	788,71	844,76	865,41

Источник: EIA

Таблица 2.26

Доля импорта в потреблении природного газа США, 2005 – 2025 гг., %

	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Доля импорта в потреблении природного газа	18,9	22,5	28,6	29,9	31,6

Источник: EIA

По оценкам, озвученным на Энергетической конференции в Хьюстоне, добыча газа на шельфе и побережье Мексиканского залива США к 2015 г. может вырасти на 50 млрд м³ в год, но частично будет компенсирована снижением в других регионах.

Импорт из Западно-Канадского осадочного бассейна увеличится до 200 млрд м³ в год к 2011 г. и вновь снизится к 2015 г. При этом в самой Западной Канаде, если к тому времени освоение битуминозных песчаников примет широкие масштабы, на 13–15 млрд м³ в год вырастет собственное потребление. Так что с этого направления особого роста поставок газа в США не предвидится. Ожидаются они в основном из арктических районов Канады и с Аляски. Проводником нового газа должны стать два грандиозных газопровода, дебаты по допустимости сооружения которых ведутся вот уже несколько лет. Разрешение на строительство первого из них, из Канады, ожидалось в 2005–2006, а начало поставок – в 2008–2009 гг. Его начальная мощность в 12 млрд м³ в год будет доведена до 20 млрд. Газопровод с Аляски мощностью 46 млрд м³ может быть построен не ранее чем к 2012–2013 гг.

До ввода северных газопроводов еще далеко, а спрос на газ растет. Аналитики, да и государственные представители Канады и США, не скрывают, что канадские газовики не смогут в среднесрочной перспективе нарастить объемы экспорта, адекватные росту спроса на газ в США. Ответом на эту ситуацию будет СПГ, доля которого в структуре поставок превысит долю магистрального газа в 2025 г. более чем в два раза (табл. 2.27). После запланированного ввода в эксплуатацию северных газопроводов падение доли магистрального газа несколько замедлится. Однако это не помешает вырасти доле СПГ в 3,5 раза в течение 20 лет [119].

Таблица 2.27

Структура поставок природного газа в США, 2005 – 2025 гг., %

	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Транспортировка по газопроводам	80,0	50,7	40,8	32,7	28,6
СПГ	20,0	49,3	59,2	67,3	71,4
Итого:	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Источник: EIA

Что касается газопотребления США, то на данный момент доля СПГ в нем незначительна. Тем не менее, учитывая постоянно растущий разрыв между добычей и спросом, перспективой роста цен, можно полагать, что газовый комплекс США находится на пороге превращения в основного импортера СПГ в долгосрочной перспективе. По мнению EIA, к 2025 г. импорт СПГ может расширяться до 180 млрд м³.

В расчете на будущие поставки в США все больше активизируются работы по расширению мощностей новых терминалов, о чем уже было сказано в предыдущих и будет сказано в последующих разделах. Перспективы роста импорта СПГ в сочетании с неудержимым ростом внутренних цен на газ, которые с середины 2000 года выросли на 50% и сейчас являются самыми высокими в мире, стимулировали небывалый интерес к американскому рынку, импорт на который до сих пор был почти исключительной монополией канадского газа.

На сегодняшний день можно с уверенностью говорить о почти полной ориентации на американский газовый рынок существующих и потенциальных производителей СПГ Южной Америки. Так, производственный потенциал только Тринидада, ориентированный в основном на рынок США, к 2010 г. составит порядка 23,9 млрд м³. Существуют планы по развитию производства СПГ в Венесуэле и в Перу. Если они реализуются в сроки и в объемах, намеченных бизнес-планами этих проектов, потенциал Южной Америки может

увеличиться еще на 12,5 млрд м³ и составить 36,4 млрд м³.

Основные производители африканского континента почти с самого начала развития отрасли закрепились на американском рынке. Сегодня Алжир ориентирует на США около 11% своего экспорта СПГ, что составляет примерно 2,75 млрд м³, продолжая считать своим основным рынком Европу. Следовательно, роста поставок СПГ в США из Алжира ожидать не приходится.

Это же относится к другому африканскому игроку на атлантическом рынке СПГ – Нигерии, хотя она поставляет в США пока немного. Однако, компания Shell, участвующая в нигерийских проектах, готова производить к 2010 г. еще 9,5 млрд м³, которые либо целиком, либо частично будут направлены на американский рынок. Для ливийского СПГ американский рынок был закрыт по политическим мотивам, а в настоящее время весь газ этой африканской страны идет в Европу.

Интерес новых африканских игроков к развитию поставок газа в США также весьма велик. Это Экваториальная Гвинея с проектом производства 4,7 млрд м³ и главным акционером компанией Marathon. Ангола с проектом в 6,4 млрд м³ и 50%-ной долей участия ChevronTexaco и ExxonMobil и, наконец, Египет, где ведущий акционер проекта BG, имеющий большой опыт работы на американском рынке и резервные мощности на терминалах США, планирует поставлять сюда еще 5 млрд м³ в год..

Почти все эти проекты должны войти в строй до 2007 года, и, таким образом, на американский рынок к 2010 году с большой долей вероятности странами Африки будет направляться порядка 32 млрд м³.

Еще одним атлантическим игроком, который обеспечил себе место на американском рынке, является Норвегия, которая использует СПГ для диверсификации сбыта своего газа. Statoil ориентирует на США 2,4 млрд м³, после того как в 2006 г. вступит в эксплуатацию завод, строительство которого идет в рамках проекта Snohvit.

Таким образом, к 2010 г. поставщиками Южной Америки, Африки и Европы на американский рынок может быть направлено 70,8 млрд м³ СПГ.

Немалыми являются потенциальные возможности поставок СПГ в США из стран Персидского залива. Оман и Катар уже поставляют СПГ в США. Причем, если первый имеет на этом рынке лишь отдельные спотовые сделки, ориентируя основную продукцию на страны АТР, то второй при помощи ExxonMobil и ConocoPhillips рассчитывает на увеличение объема экспорта СПГ в США к 2010 г. до 31,9 млрд м³. Как представляется, это серьезная заявка на лидерство.

Азиатско-Тихоокеанские производители сегодня фактически не представлены на американском газовом рынке, но, тем не менее, и они могут в нынешнем десятилетии внести свою лепту в обеспечение США СПГ. Экспертные оценки указывают, что экспорт стран Юго-Восточной Азии и Австралии на американский рынок СПГ может быть оценен в 18–20 млрд м³ [119].

Останется ли в этой схеме место для газпромовских проектов СПГ? Обсуждение возможностей российских проектов будет сделано в следующей главе.

По прогнозу потребления природного газа, сделанному Департаментом информации Министерства энергетики США, спрос на газ в США в 2005 г. достигнет 725 млрд м³, 2010 г. – 800 млрд м³, 2015 г. – 890 млрд м³, 2020 г. – 960 м³.

В представленном в 2003 г. Конгрессу США прогнозе спрос на газ к 2020 г. вырастет до 850–900 млрд м³ в год, и для его обеспечения необходимы дополнительные объемы собственного и импортного газа.

Что касается структуры потребления природного газа в США, то можно выделить три основные сферы потребления газа: отопление жилья, электроэнергетика и промышленность. При этом отмечается рост удельного веса потребления газа для отопления жилья и электроэнергетики, снижение удельного веса промышленности.

Данные о структуре потребления природного газа в США в период 1999–2002 гг. и прогноз на 2006 г. приведены в табл. 2.28.

Таблица 2.28

Структура потребления природного газа в США, % [120]

Сферы использования	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.	2006 г. (прогноз)
Потребление предприятиями газовой отрасли	4,8	4,8	4,9	4,7	5,0	4,6
Обслуживание газопроводов	2,9	2,8	2,8	2,8	3,0	2,8
Отопление жилья	21,1	21,4	21,5	21,9	21,9	21,9
Коммерческий сектор	13,6	13,8	13,7	13,9	13,4	14,4
Электроэнергетика	21,5	22,3	24,0	24,7	23,9	24,8
Промышленность	36,1	34,9	33,1	32,0	32,8	31,5
Итого	100	100	100	100	100	100

В промышленности наибольший удельный вес занимает химическая промышленность (порядка трети). Если отнести объем потребления природного газа в химической промышленности к суммарному потреблению газа, то эта доля составляет 10% (для сравнения в России – 2,5%).

В 2001 г. Департамент энергетики США опубликовал анализ перспектив развития американского внутреннего рынка энергоносителей до 2025 года. Результатом этой работы стал прогноз потребления первичных энергоносителей при трех (базовом, оптимистичном и пессимистичном) вариантах развития американской экономики.

Согласно базовому сценарию, по которому ежегодный экономический рост оценивался в 3%, в 2010 году американской экономике потребуется примерно 720 млрд м³ природного газа, а к 2025 году спрос на газ составит уже порядка 870 млрд м³. При этом доля электроэнергетики в потреблении газа с нынешних 23,9%, по расчетам экспертов ЕИА, увеличится к этому периоду до 31%, а доля промышленности сократится до 29 %. Более подробно рост спроса на природный газ в перспективе представлен в табл. 2.29.

Таблица 2.29

Прогноз спроса на природный газ по секторам (млрд м³) [119]

	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Потребление предприятиями газовой отрасли	31,98	33,11	33,96	36,51	35,94
Обслуживание газопроводов	18,39	19,24	20,10	22,64	23,21
Жилищно-коммунальный сектор	143,20	156,23	162,44	166,40	169,52
Коммерческий сектор	86,60	95,94	101,31	107,54	114,61
Промышленность	204,33	222,72	233,76	244,51	254,70
Электроэнергетика	146,03	190,74	237,44	267,43	266,87
Автотранспортное топливо	0,85	1,70	2,26	2,83	3,11
Итого:	631,38	719,68	791,27	847,86	867,96

Достаточно большую долю в повышении спроса на газ вносят проблемы экологии и конкуренция на энергетическом рынке. Чтобы замедлить процесс глобального потепления, США и другие промышленно развитые государства приняли решение о снижении выбросов оксидов углерода (прежде всего, углекислого газа) в атмосферу. Это существенно скажется на использовании газа в качестве топлива для автомобилей. Его потребление в данном секторе, согласно прогнозу ЕИА, возрастет в 5 раз к 2025 г. по сравнению с 2004 г. Еще в октябре 1997 г. экс-президент Клинтон заявил, что Америка должна следовать политике «топливной конверсии» – переходить с угля на природный газ для производства электроэнергии на электростанциях.

Многие мероприятия, предусмотренные в рамках экологической программы ограничения выбросов, были осуществлены благодаря активной конкуренции между поставщиками энергии. При превращении топлива в полезную энергию более экономичные процессы дают не только меньше выбросов, но и снижают себестоимость энергии, повышая конкурентоспособность производителя.

Участниками американского газового рынка являются также Канада и Мексика. **Канада** – крупный производитель газа: объем добычи в 2004 г. составил 182,8 млрд м³, в 2005 г. – 185,5 млрд м³; потребление соответственно – 89,5 млрд м³ и 91,4 млрд м³ [6].

Канада – крупнейший экспортер природного газа. В 2004 г. из Канады в США поступило 102 млрд м³ газа, причем этот газ шел из пров. Альберта, основного газодобывающего района Канады в штаты Промышленного Востока и Среднего Запада США. В 2005 г. объем экспорта возрос до 104,2 млрд м³. В свою очередь для обеспечения газом своих «старых» территорий на юго-востоке (районы Монреаля, Оттавы, Квебека) Канада импортирует газ из США. (8,7 млрд м³ в 2004 г. и 10,1 млрд м³ в 2005 г.) по газопроводам, работающим еще с тех времен, когда у Канады практически еще не было собственной газодобычи.

Мексика – один из крупнейших производителей нефти; однако, что касается добычи природного газа, то хотя за последние 10 лет добыча газа в стране росла, но объемы добычи не столь внушительны, как объемы добычи нефти. В 1994 г. в Мексике было добыто 37,4 млрд м³ природного газа, а в 2005 г. – 39,5 млрд м³. За 10 лет добыча возросла на 43%. Потребление же в 2004 г. составило 48,2 млрд м³. Недостающий газ в объеме 10 млрд м³ в 2005 г. поступил из США. По прогнозу объем потребления природного газа в Мексике в период до 2012 г. будет расти на 6,8% в год, что заметно выше, чем прогнозируемые темпы роста спроса на электроэнергию (5,6%), дизельное топливо (3,8%), бензин (3,3%) [121]. Увеличение добычи газа будет связано с трудностями, так как за последние 20 лет объем доказанных запасов газа в Мексике снизился с 2,17 трлн м³ в 1984 г. до 0,41 трлн м³ в 2005 г. Потребуются значительные инвестиции для выполнения геолого-разведочных работ по поиску новых месторождений природного газа.

Южноамериканский рынок газа пока остается обособленным и неразвитым, хотя имеет благоприятные перспективы. Разведанные запасы природного газа в странах Южной и Центральной Америки составляют 7,1 трлн м³, в т.ч. в Венесуэле – 4,22 трлн м³, Боливии – 0,89 трлн м³, Аргентине – 0,61 трлн м³, Тринидаде и Тобаго – 0,53 трлн м³. Однако по оценке экспертов потенциальные ресурсы природного газа на южноамериканском континенте огромны: в Венесуэле – 150 трлн м³, Боливии – 28,7 трлн м³, Аргентине – 29,4 трлн м³, Бразилии – 9,0 трлн м³, Перу – 6,8 трлн м³ [122].

Суммарная добыча природного газа в Центральной и Южной Америке составляла в 2004 г. 129,1 млрд м³, в т.ч. в Аргентине – 44,9 млрд м³, Венесуэле – 28,1 млрд м³. Тринидаде и Тобаго – 27,7 млрд м³, Боливии – пока 8,5 млрд м³. В 2005 г. добыча газа в регионе составила 135,6 млрд м³, т.е. на 4,8% выше уровня 2004 г. [6].

Потребление природного газа на континенте составило в 2004 г. 117,9 млрд м³. Наиболее крупными потребителями являются Аргентина – 37,9 млрд м³ (2004 г.), Венесуэла – 28,1 млрд м³, Бразилия – 18,7 млрд м³. Основным экспортером природного газа является Тринидад и Тобаго, поставивший на международные рынки в 2004 г. 14 млрд м³ газа в виде сжиженного природного газа. По трубопроводам газ в относительно небольших количествах поступает в Бразилию из Боливии (7,1 млрд м³ в 2004 г.) и из Аргентины (0,5 млрд м³), а также в Чили из Аргентины (7,2 млрд м³ в 2004 г.). В 2005 г. потребление газа в странах Южной и Центральной Америки составило 124,1 млрд м³ [6].

Время трансюжноамериканских газопроводов пока еще не пришло, но оно уже на подходе. Президенты Венесуэлы, Аргентины и Бразилии подписали соглашение о будущем строительстве трансконтинентальных газопроводов протяженностью 8–10 тыс. км из Венесуэлы в Аргентину через Бразилию и Уругвай. Строительство газотранспортных систем потребует 10–17 млрд долл. и 5 лет на сооружение [122].

По расчетам экспертов поставки газа из Венесуэлы в Бразилию в объеме 33–50 млрд м³/год могут быть обеспечены по цене сиф 95 долл./тыс.м³ (что предпочтительнее поставок из Боливии по 130 долл./тыс.м³).

Первый участок трансконтинентального газопровода по территории Южной Америки намечено осуществить от г. Ордас де Пуэрто в Венесуэле до г. Мараба в Бразилии. Протяженность газопровода 2950 км, число компрессорных станций – 13, диаметр газопровода – 66 дюймов (1680 мм). Газопровод пройдет через штат Рондония и продолжится на юг до Манауса, столицы штата Амазонас, а оттуда в г. Мараба, столицу штата Пара. В Манаусе газопровод соединится с газотранспортной системой, которую

бразильская национальная компания *Petroleo Brasileiro* ведет от месторождения вблизи г. Уруку. Прокладка газопровода в штате Амазонас может встретить активное противодействие «зеленых», мечтающих сохранить в неприкосновенности уникальную экосистему этого штата.

От г. Мараба должна отойти ветка газопровода в г. Форталеза, столицу штата Сеара. Протяженность ветки – 1387 км, диаметр газопровода – 32–34 дюйма (813–864 мм), мощность – 12,3 млрд м³/год. В г. Форталеза газопровод может соединиться с существующей газотранспортной системой, идущей вдоль побережья в г. Сальвадор, столицу штата Баия. Из г. Сальвадор компания *Petroleo Brasileiro* строит газотранспортную систему, связывающую север и юг Бразилии. Компания собирается инвестировать 3,9 млрд долл. в течение 3-х лет для сооружения 4191 км газовых магистралей.

Еще один участок газопровода (1977 км) должен пройти из Мараба в штат Сан-Паулу. Мощность газопровода – 14,7 млрд м³, конечный пункт – г. Сан-Паулу. Из Сан-Паулу предполагается проложить еще одну линию газопровода протяженностью 1875 км между штатом Рио Грандо до Сул и Уругваем и, минуя Уругвай, в Аргентину.

Таким образом, в течение 5 лет южноамериканский континент получит достаточно мощную трансконтинентальную газотранспортную систему.

2.10. Европейский газовый рынок

2.10.1 Общая характеристика

Европейский газовый рынок является одним из крупнейших мировых газовых рынков, уступая по масштабам потребления природного газа рынкам Северной Америки и стран – республик бывшего СССР. Динамика доли европейского газового рынка в мировом потреблении газа приведена в табл. 2.30.

Таблица 2.30

Доля европейского газового рынка в мировом потреблении природного газа в 1991–2005 гг. [6]

Показатели	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Мировое потребление природного газа, млрд м ³	2007,2	2010,8	2091,5	2063,5	2126,2	2226,5	2213,5	2241,3	2298,7	2397,2	2404,9	2535,5	2591,0	2689,3	2749,6
Потребление природного газав Европе, млрд м ³	339,3	336,8	353,7	391,7	380,9	422,8	416,1	429,1	444,5	458,8	470,1	516,6	508,7	519,6	535,6
Доля европейского рынка, %	16,9	16,7	17,2	17,2	17,9	19,0	18,8	19,1	19,5	19,2	19,5	20,4	19,6	19,3	19,5

В 90-е годы и в начале XXI века спрос на природный газ в Европе непрерывно рос (за последние 10 лет спрос возрос на 46%, или 3,9% в год). Из суммарного общеевропейского потребления газа в 2004 г. (519,6 млрд м³) основная часть приходилась на страны Организации экономического сотрудничества и развития (94,5%). Основными потребителями газа были ведущие промышленные страны континента: Великобритания (98,0 млрд м³), Германия (85,9 млрд м³), Италия (73,5 млрд м³), Франция (44,7 млрд м³), доля которых составляла 58,1% суммарного потребления газа в Европе. При этом из названных стран только Великобритания была еще в состоянии обеспечить свои потребности самостоятельно. Из других потребителей природного газа в Европе следует отметить страны Центральной и Восточной Европы (13,2% общеевропейского потребления газа в 2004 г.) и так называемые «малые страны» Западной Европы, включая скандинавские страны и страны Пиренейского полуострова (28,7% в 2004 г.). В 2005 г. потребление сжиженного газа в Европе возросло на 16 млрд м³, или на 3,1%.

Еще сравнительно недавно природный газ в Европе добывался в мизерных количествах

и только после открытия шельфовых месторождений Северного моря началась крупномасштабная промышленная добыча газа. В 2004 г. в Европе было добыто 310,6 млрд м³ газа, причем Европейские страны бассейна Северного моря (Великобритания, Норвегия, Нидерланды, Дания) добыли совместно 252,6 млрд м³ (81,3% суммарной добычи газа в Европе). Другие производители природного газа добыли в 2004 г. 58,0 млрд м³, из которых наибольшая добыча пришлась на Германию (16,4 млрд м³).

Основными внешними экспортерами природного газа в Европу были в 2004 г. Россия, поставившая в страны Западной Европы по газопроводам 148,4 млрд м³, что составило 28,6% потребления газа в Европе, а также Алжир, Нигерия, ОАЭ, Катар, Оман, Ливия, Тринидад и Тобаго, Казахстан, суммарно поставившие 118,6 млрд м³ природного газа как по трубопроводам, так и в виде сжиженного природного газа. Вторым после России экспортером природного газа в Европу был Алжир, поставляющий газ с 1973 г. и являющийся монополистом на газовом рынке стран Пиренейского полуострова. Из Алжира в Европу в 2004 г. было поставлено 60,1 млрд м³ природного газа по газопроводам, пролегающим по дну Средиземного моря, а также танкерами-метановозами в виде сжиженного природного газа (СПГ). Природный газ в виде СПГ поставляется в Европу из Нигерии (11,8 млрд м³ в 2004 г.), стран Персидского залива (Оман, Катар и ОАЭ), Ливии и Тринидада и Тобаго. Кроме этого поставки газа в Европу в небольших объемах осуществляет российско-казахстанское предприятие «КазРосГаз» из Казахстана транзитом через территорию России.

Структура газового рынка Европы в 2004 г. сложилась следующим образом: Россия занимала 28,6% европейского рынка, Великобритания – 18,4%, Норвегия – 15,1%, Нидерланды – 13,2%, Алжир – 11,6%, Нигерия – 2,3%, страны Ближнего Востока – 3,0%, остальные страны Европы – 7,8% [6].

В 2005 г. поставки природного газа в Европу (включая внутренние поставки и реэкспорт) составили 422,8 млрд м³, в т.ч. из газодобывающих стран Европы 38,0%, России (включая газ Туркменистана и Казахстана) – 38,9%, африканских стран – 20,3%, ближневосточных стран – 2,8%. Соотношение поставок магистрального и сжиженного газа – 84 : 16.

Структура газового рынка в Европе была такова: собственно европейский газ – 51,1%, газ из России – 28,2%, транзитный газ из центральноазиатских государств – 2,5%, из африканских стран – 16%, из ближневосточных стран – 2,2% [6]. Динамика объемов добычи, потребления, экспорта и импорта, а также переходящих запасов газа в Европе в последние несколько лет представлена в табл. 2.31.

Таблица 2.31

Положение с природным газом в Европе в 1999–2005 гг. (млрд м³) [6]

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.
Добыча	292,8	300,9	306,4	318,3	310,6	324,6
Импорт	267,2	288,2	295,8	310,8	264,3	331,7
Экспорт	100,5	113,6	124,2	92,5	154,3	160,7
Видимое потребление	456,3	468,6	485,6	516,6	519,6	535,6
Переходящие запасы	36,0	43,5	36,7	40,0	н.д.*	40,0

* нет данных

В Европе соотношение собственной добычи и импорта постепенно меняется в сторону увеличения доли импорта. Если в начале и середине 90-х годов доля собственной добычи составляла 2/3 европейского рынка газа, то к концу 90-х годов она снизилась до 62–63%, в 2001–2005 гг. составляла порядка 60%.

Постоянный рост потребления природного газа в Европе связан с преимуществами этого вида энергоресурса перед другими. Природный газ более экономичен, технологичен и, главное, экологичен по сравнению с углем и мазутом.

Основными сферами потребления природного газа в Европе являются коммунально-бытовой сектор, промышленность и энергетика. Именно экологические преимущества природного газа как топлива для электростанций вызывает его все увеличивающийся спрос

на европейском континенте.

В структуре топливно-энергетического баланса европейских стран природный газ составляет в отдельных странах достаточно высокую долю (Нидерланды, Великобритания, Италия – 35–40%); в других странах эта доля соответствует среднемировой (21–24% – Бельгия, Германия); в ряде стран доля природного газа в энергобалансе невелика (Франция, Финляндия – 14–15%), а в некоторых ничтожна (Швеция, Греция – 2–5%).

На конъюнктуру европейского газового рынка в настоящее время оказывают влияние две разнонаправленные тенденции: с одной стороны – усиление концентрации капитала; с другой – диверсификация источников поставки газа.

В области добычи, импорта, транспорта и хранения газа значительную роль играют транснациональные корпорации и энергетические концерны, наряду с которыми действуют другие газовые торговые фирмы. Список десяти крупнейших производителей газа возглавляют компании Exxon Mobil и Royal Dutch/Shell, на долю которых приходится 30% общеевропейской добычи природного газа. Эти две компании вместе с итальянским энергетическим концерном ENI и норвежской газовой компанией Petoro контролируют больше половины европейской добычи газа.

В Германии больше половины импорта газа в страну осуществляет газовый концерн E.ON Ruhrgas; в Италии 84% импорта газа – филиал энергетического концерна ENI (ENI Gas and Power); во Франции 95% поставок – газовая компания Gaz de France; в Испании 92% – компания Gas Natural; в Бельгии 95% – компания Distrigas; в Австрии 90% – нефтегазовая компания OMV.

Цены на газ (средние) в странах ЕС изменялись следующим образом (долл./тыс м³): 1990 г. – 101,5; 1991 г. – 114,5; 1992 г. – 99,4; 1993 г. – 91,1; 1994 г. – 80,6; 1995 г. – 85,3; 1996 г. – 87,5; 1997 г. – 95,4; 1998 г. – 81,4; 1999 г. – 66,2; 2000 г. – 117,0; 2001 г. – 150,8; 2002 г. – 124,9; 2003 г. – 158,4; 2004 г. – 164,2; 2005 г. – 226,1. В последние годы в связи с ростом цен на нефть, поднялись и цены на газ. Разница цен по отдельным странам ЕС колеблется в пределах максимум 4–6%. Цены на сжиженный природный газ (СПГ) на европейском рынке были следующие (долл./тыс м³): 1996 г. – 123,5; 1997 г. – 90,7; 1998 г. – 96,5; 1999 г. – 89,6; 2000 г. – 94,3. В 2001–2005 гг. цены на СПГ в Европе поднялись до уровня порядка 200 долл./тыс.м³. Наиболее высокие цены на СПГ были в Испании, наиболее низкие – во Франции. Цены на газ в Великобритании до 2003 г. были ниже, чем в континентальной Европе, но в 2004–2005 гг. стали выше примерно на 5%.

Отмечая важность указанных факторов развития газового рынка Европы (концентрация капитала и диверсификация источников поставок импортного газа), все же необходимо подчеркнуть, что еще более важное значение имеет осуществляемая Европейским Союзом либерализация газового рынка.

2.10.2. Либерализация газового рынка Европы

В 1991 г. Европейским Союзом была принята Европейская Энергетическая Хартия – политическая декларация, нацеленная на сотрудничество между Востоком и Западом в области энергетики.

В 1993 г. министерство энергетики Германии подготовило проект реформы энергетического сектора страны, который предусматривал устранение всех барьеров на пути доступа третьих компаний к транспортной инфраструктуре страны. Хотя проект так и не был воплощен в жизнь, осенью 1996 г. аналогичный по содержанию документ применительно ко всему Европейскому Союзу подготовила Еврокомиссия, что строго исторически и является датой рождения европейской газовой директивы. 22 июня 1998 г. Совет ЕС и Европарламент ратифицировал законопроект «Об установлении общих правил функционирования рынка газа в странах-членах ЕС». В виде «общих правил для внутреннего рынка природного газа» Газовая директива вступила в силу с августа 2000 г.

Документ предполагает запрет правового монополизма на национальные газотранспортные сети и «прозрачность» исполнения владельцами газопроводов

обязательств по прокачке газа по их сетям, свободный доступ к этим сетям всех желающих поставлять газ на европейский рынок на основе постоянного увеличения доли третьих поставщиков в общем объеме национального потребления. На первоначальном этапе этот объем был определен в 20% газового рынка.

Газовая директива также предполагала пересмотр всех контрактов на поставку газа в Европу, если они содержат пункт о запрете перепродажи газа стороной – покупателем.

Основная идея газовой директивы – обеспечение свободного доступа производителей газа к непосредственным потребителям и снижение цен на газ на европейском рынке. Она стимулирует развитие системы розничных продаж газа на основе краткосрочных контрактов (спотовых сделок).

К настоящему времени газовая директива ратифицирована большинством европейских государств – членом ЕС и стала частью их национального законодательства. По прогнозам экспертов ЕС либерализация европейского газового рынка приведет к снижению потребительских цен на этот вид топлива на 30–35% за счет уменьшения в структуре цены маржи владельцев газопроводов.

По данным отчета Европейской комиссии (октябрь 2002 г.) для конкуренции было открыто более 70% рынка ЕС, причем 100%-ная степень либерализации отмечалась в трех странах – Австрии, Великобритании и ФРГ. В табл. 2.32 приведены данные Еврокомиссии о ходе реализации Газовой директивы в 12 странах ЕС.

Таблица 2.32

Степень либерализации европейского рынка газа

Страны	Степень открытости рынка, %	Фактический или планируемый год 100%-ой либерализации рынка
Австрия	100	2002
Бельгия	59	2003–2006
Великобритания	100	1998
Германия	100	2000
Дания	35	2004
Ирландия	82	2005
Испания	79	2003
Италия	96	2003
Люксембург	72	–
Нидерланды	60	2003
Франция	20	–
Швеция	47	2006

На практике процесс дерегулирования газового рынка Европы наталкивается на ряд препятствий и проходит медленнее, чем предполагалось. На европейском газовом рынке действие механизма спроса и предложения не проявляется в чистом виде вследствие краткосрочных ценовых сигналов спотового рынка и долгосрочной динамики стоимости предложения газа [123]. В Газовой директиве явно недоучтена колоссальная инерционность газовой инфраструктуры в добыче и транспорте и невозможность реагирования на крупные изменения в спросе путем значительного сдвига кривой предложения. Следует также учесть, что попытка сделать спотовый рынок краеугольным камнем европейской торговли газом и ориентация на рынок финансовых производных (фьючерсов по примеру нефтяного рынка) является, по мнению экспертов, ошибочной. Без долгосрочных контрактов инвестирование в объекты добычи и транспорта будет неоптимальным и приведет к росту затрат для потребителей. Крупные и сложные объекты газовой инфраструктуры эффективно функционируют на основе долгосрочных контрактов. Поскольку существует опасность, что договаривающиеся стороны в условиях спотового рынка вряд ли сохранят длительные отношения, дорогостоящие инвестиции могут использоваться неэффективно и не окупятся. Здесь возникает серьезная проблема, точнее коллизия между ростом конкурентоспособности и надежностью поставок. Для газового сектора, как впрочем и для электроэнергетики, реформы в которой проходят параллельно с реформами в газовом секторе, проблема

надежности является ключевой, поскольку газовый рынок Европейского Союза во все большей степени будет зависеть от импорта газа. Взвешенная позиция в вопросах снятия коллизии между ростом конкурентоспособности и надежностью поставок заключается в выборе эволюционного пути, согласно которому постепенный рост спотового рынка сопровождается таким же постепенным сокращением доли долгосрочных контрактов.

Эксперты Европейского Союза разбивают препятствия реализации Газовой директивы на несколько групп [124]:

- а) концентрация рынка – высокая концентрация и ограниченный вход;
- б) вертикальные барьеры для входа новых участников;
- в) отсутствие рыночной интеграции;
- г) отсутствие прозрачности;
- д) механизм ценообразования пока привязан к ценам на нефть.

Представители стран – экспортеров газа полагают, что ожидаемое снижение потребительских цен на газ приведет к падению цен долгосрочных контрактов и для экспортеров возрастут риски долгосрочных вложений в добычу газа, которые обычно делятся между производителями и потребителями за счет долгосрочных контрактов. Производителей и экспортеров газа поддержали владельцы газотранспортных сетей. Однако, хотя аргументы противников либерализации можно понять, двигаться по пути нахождения компромиссов придется для достижения нормального функционирования газового рынка Европы.

Что же касается долгосрочных контрактов, то за их судьбу особо беспокоиться не стоит, поскольку в Газовой директиве имеется специальная оговорка о необходимости соблюдать основной принцип долгосрочных газовых контрактов («take or pay» – «бери или плати»). Кроме того, все понимают, что доля импорта в структуре европейского рынка будет возрастать (2002 г. – 40%, 2015–2020 гг. – 60–70%), поэтому не учитывать ситуацию в газодобыче нельзя.

Создаваемый в Европе единый газовый рынок будет обслуживать 450 млн. чел. Для промышленных потребителей новая энергетическая жизнь в Европе началась с 1 июля 2004 г., для домашних хозяйств – начнется с 2007 г.. Трансформация будет заключаться в том, что на смену поставщикам – монополистам, обслуживающим закрытые для конкуренции региональные и национальные рынки, должен прийти механизм единого энергорынка, на котором каждый потребитель будет иметь право выбора поставщика энергетических ресурсов, в т.ч. природного газа.

Усиление конкуренции делает необходимым образование регулирующих органов, независимых от правительства. Эти легитимные структуры, создаваемые на базе законодательных актов, которые определяют их миссию и организационные формы, статус как независимых агентств [125].

Задачи регулирующих организаций состоят в следующем:

- определение рыночной и недискриминационной цены, соответствующей затратам плюс получение дохода, достаточного для продолжения деятельности;
- стимулирование более эффективной работы компаний;
- установление правил поведения или социальных обязательств с целью учета интереса потребителей.

В различных странах Европы используются различные инструменты регулирования газовой промышленности. В частности, в Великобритании частный сектор ограничен областью upstream. Национальной транспортировкой и дистрибуторской деятельностью занималась государственная компания British Gas Corp., которая была трансформирована в две компании: British Gas Group plc, занимающуюся разведкой, добычей, транспортировкой и хранением газа, и Centrica plc, занимающуюся продажей газа. В Нидерландах добычу и транспортировку контролируют частные компании – мейджоры Shell, Exxon Mobil и государственная компания DSM; распределение газа контролируют распределительные компании под управлением местных властей. В Германии транспортировку импортного газа

осуществляет энергетический и газовый концерн E.ON-Ruhrgas. Распределительные функции выполняют конгломераты государственно-муниципальных и частных компаний, причем эти компании согласуют между собой эксклюзивные территории с одобрения специальной государственной комиссии по конкуренции, а муниципальные власти имеют монополию на распределение газа внутри муниципальных образований.

Оценивая перспективы либерализации европейского газового рынка, столь важного для газовой промышленности России, необходимо принимать меры для того, чтобы обеспечивать потребности Европы в газе, причем желательно по минимальной цене. Для этого необходимо создание конкурентной среды внутри России, развитие добычи наряду с Газпромом и независимыми производителями газа, а также поиск технологий и возможностей альтернативных способов поставки газа в Европу, в частности, в виде продуктов переработки газа.

Роль российского газа на европейском рынке останется наиболее весомой. По правилам газовой директивы запрещено одному поставщику поставлять в любую страну не более 50% ее потребности в газе и предоставлена возможность свободной перепродажи газа. Россия пока выдерживает ограничение в 50% в отношении стран ЕС. ЕС подтвердил свое намерение добиваться от России ратификации Договора к Энергетической Хартии (ДЭХ) и Транзитного протокола. Но при этом надо сознавать, что ратификация ДЭХ означает уравнивание внутренних и внешних тарифов на транспортировку.

Как уже отмечалось, существующий в ЕС режим единого рынка газа основан на свободе выбора поставщика, доступе третьих лиц к сетям, борьбе с монопольной позицией владельцев сетей, слиянии национальных рынков в единый рынок ЕС и, в конечном счете, направлен на снижение цен на газ. В России не стоит задача снижения цен на газ и выравнивание цен на российско-европейском газовом рынке вызовет серьезные последствия для российской экономики.

2.10.3. Перспективы развития газового рынка Европы Запасы газа

Запасы газа в Европе составляли на конец 2001 г. 4,86 трлн м³, что соответствовало 3,1% мировых запасов. По сравнению с уровнем запасов на конец 1990 г. (5,52 трлн м³) произошло снижение на 12% за счет постепенного истощения запасов на ряде крупных месторождений. В 2005 г. разведанные запасы в Европе оценивались на уровне 1990 г. (5,52 трлн м³).

Распределение запасов по отдельным странам Европы представлено в табл. 2.33.

Таблица 2.33

Запасы природного газа в странах Европы (на конец 2004 г., трлн м³) [6]

Страна	Разведанные запасы
Дания	0,09
Германия	0,20
Польша	0,12
Италия	0,17
Нидерланды	1,49
Норвегия	2,39
Румыния	0,30
Великобритания	0,59
Прочие страны	0,25
Итого	5,60

Как считают эксперты, запасы газа в странах Западной Европы не имеют перспектив к росту. По мнению экспертов, геология запасов такова, что о росте перспективных запасов в странах Европы говорить не приходится.

В настоящее время предпринимаются попытки найти на территории газодобывающих стран Европы и на ее континентальном шельфе новые запасы газа, которые могли бы заменить такое месторождение, как Гронинген, находящееся в стадии падающей добычи.

Однако поиски пока желательного успеха не принесли. Значительное падение добычи из-за отсутствия проектов по вводу новых месторождений ожидает Великобританию. Ключевыми месторождениями континентального шельфа Великобритании, которые сегодня способствуют полному самообеспечению природным газом экономики этой страны, останутся нынешние крупнейшие месторождения Хамильтон, Леман, Бриттания, Клиппер, Энжин и Морекамбе, на последнем из которых к 2005 г. будет добываться до 20% английского газа.

Наилучшим считается положение Норвегии. Ключевыми газовыми месторождениями Норвегии являются по-прежнему Тролль и Хейдрун, а также введенные в эксплуатацию в 80–90 годы Статфьорд, Экофиск 2, Слейпнер. Устойчивая добыча на месторождении мирового класса Тролль может быть дополнена выходом на максимальные показатели добычи месторождений Осгард и Западный Слейпнер, а также введением новых месторождений Ланге и Сновит, чьи запасы составляют соответственно 400 и 164 млрд м³.

В течение долгого времени, с момента начала разработки месторождения Гронинген, Нидерланды играли важную роль на европейском газовом рынке. Собственно, и сегодня эта страна является одним из крупнейших газовых экспортеров внутри ЕС. В настоящее время предпринимаются попытки найти на территории страны и на ее континентальном шельфе новые запасы природного газа.

Незначительный прирост добычи может быть достигнут на месторождениях Италии и Дании, однако это не решит и малой толики проблем с наращиванием собственной газодобычи в Европе.

Однако по мнению авторитетных российских специалистов Института нефти и газа ОАО ВНИИзарубежгеология состояние запасов газа в регионе Северо-Западной Европы не столь плачевно. Начальные доказанные запасы газа в пределах Северного и Норвежского морей по состоянию на конец 2002 г. составляли 6,5 трлн м³. В то же время потенциальные ресурсы региона составляют почти 10,9 трлн м³, в т.ч. британского сектора Северного моря – 3,1 трлн м³, норвежского сектора – 4,0 трлн м³, датского сектора – 0,35 трлн м³, голландского сектора – 1,01, ресурсы Норвежского моря – 2,4 трлн м³. Прогнозные (еще не открытые) ресурсы газа составляют 5,24 трлн м³ и приходятся, в основном, на Северное море (46%), Норвежское море (40%), Баренцево море (14%) [126].

В регионе добычи европейского газа сформировалась достаточно мощная инфраструктура. Следует отметить, что формирование инфраструктуры газовой промышленности началось позднее, чем нефтяной, и происходило по мере развития добычи газа в отдельных секторах Северного моря. В настоящее время почти все эксплуатируемые газовые месторождения объединены густой сетью трубопроводов в группы, от которых на сушу проложены магистральные газопроводы. Таких газопроводов в Северном и Норвежском морях насчитывается 20 общей протяженностью более 9,3 тыс. км. Наиболее важными газопроводами являются Europipe, Norpipe и NorFRA.

Развитой системой газопроводов, подающих газ на сушу (около 5 тыс. км) обладает Великобритания, начавшая добывать газ ранее других североморских государств.

Особое значение среди британских газопроводов имеет так называемый «Интерконнектор». В отличие от других, служащих перекачке газа с моря на сушу, «Интерконнектор» связывает Великобританию (Бактон) с материком (Зеебрюгге).

Газ месторождений норвежского сектора поступает на материк по трем магистральным газопроводам: Norpipe («Норпайп») и Europipe («Юропайп») в Эмден (Германия) и Zeeripe («Зеепайп») в Зеебрюгге (Бельгия). Общая их протяженность 3,5 тыс. км. Месторождения северной части норвежского сектора (в том числе Тролль) соединены также с терминалами в Норвегии – Колонесс и Карсто. Газ месторождений, расположенных в Норвежском море, поступает по газопроводу до о-ва Хитра. В датском секторе Северного моря проложен газопровод, параллельный нефтепроводу. В нидерландском секторе наряду с местными газопроводами имеется магистральный, пересекающий сектор с севера на юг и заканчивающийся в Ден-Хельдере.

В североморских странах действуют 20 газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) общей мощностью около 145 млрд м³/год. Половина из них (10 ГПЗ мощностью 114 млрд м³/год) принадлежит Великобритании и расположена либо непосредственно на месторождениях (Леман, Дефитигейбл – в южной, Хаттон – в северной части британского сектора), либо поблизости от конечных пунктов газопроводов (Бактон, Фергюс).

С целью регулирования объемов газа, поступающих из месторождений в газопроводы и к конечному потребителю, в североморских странах (кроме Норвегии) имеются подземные газохранилища (ПХГ). В Великобритании в эксплуатации находятся четыре ПХГ с общим объемом 10,2 млрд м³.

В 2002 г. в Норвегии началось проектирование первого в Европе завода по сжижению природного газа (СПГ). Проект будет осуществлен на базе открытого в Баренцевом море газоконденсатного месторождения Сновит (Белоснежка).

Максимальные объемы добычи газа европейскими странами превысили в начале нового столетия уровень 310 млрд м³ и к 2010 г. по оценке экспертов достигнут 270 млрд м³.

2.10.4. Перспективы спроса на газ в Европе

В самом ближайшем будущем экономика Европы в большей степени, чем сегодня, будет зависеть от импорта природного газа, который, как представляется, останется вторым энергоносителем после нефти. Как известно, спрос на энергоносители определяется рядом экономических, демографических и политических факторов. В конце XX и в начале XXI века развитие рынка энергоносителей в Европе все в большей степени зависит от энергетической политики стран континента, одним из приоритетов которой становится стремление увеличить долю природного газа в энергетическом балансе. Помимо желания диверсифицировать потребление энергоресурсов на континенте и снизить зависимость от импорта ближневосточной нефти, одной из причин применения природного газа является его безопасность для окружающей среды. Именно экологический аспект делает газ более привлекательным энергоносителем по сравнению с углем или нефтепродуктами для европейцев, где экологические движения все в большей степени влияют на политику государств.

Принятие общего законодательства, несомненно, будет способствовать дальнейшему повышению роли газа в экономике континента. Очевидно, что к 2010 г. процесс законодательного оформления европейского газового рынка будет завершен, но вот в какой степени в законодательстве будут учтены интересы ведущих поставщиков, говорить пока сложно. Этот вопрос является предметом регулярных переговоров между заинтересованными сторонами.

Перспективы роста потребления газа в странах Европы выглядят впечатляюще. По перспективным оценкам экспертов среднегодовые темпы роста потребления природного газа в период до 2020 г. составят не менее 3% в год.

В период до 2010 г. экономика Европы в большей степени, чем сегодня, будет зависеть от импорта природного газа, который останется вторым энергоносителем после нефти.

Приоритетом энергетической политики стран Европы в этот период будет стремление увеличить долю природного газа в энергобалансе, диверсифицировать потребление энергоресурсов, чтобы снизить зависимость поставок нефти из региона Ближнего Востока. Помимо этого европейские страны в стремлении улучшить экологическую ситуацию склоняются ко все большему потреблению природного газа, обладающего лучшими экологическими характеристиками, чем уголь и нефтяной мазут.

Существует несколько прогнозов спроса на природный газ в Европе (Министерства энергетики США, Международного энергетического агентства, Еврокомиссии). Обобщая эти прогнозы, можно принять, что спрос на природный газ в Европе (с учетом стран Балтии) составит в 2005 г. 520–530 млрд м³, 2010 г. – 610–640 млрд м³. По оценкам российско-британской энергетической конференции (Лондон, июнь 2003 г.) спрос на природный газ в Европе в 2030 г. составит 775 млрд м³, т.е. в период 2010–2030 гг. будет расти на 1,3% в год.

По оценкам французской исследовательской организации Observatoire Mediteraneer de L'energie спрос на газ в Европе в 2010 г. составит 642 млрд м³, в 2020 г. – 777 млрд м³.

Как уже было отмечено, картина предложения природного газа на Европейском рынке может измениться. Добыча на существующих месторождениях Северного моря снизится (в 2010 г. до 270 млрд м³). Сопоставление объемов спроса на газ и возможностей собственной добычи в 2005 г. и 2010 г. выглядит следующим образом (млрд м³):

	Спрос	Добыча	Необходимость импорта
2005 г.	520–530	305	215–225
2010 г.	610–640	270	340–370

Консалтинговая группа BCG разработала модель развития европейского газового рынка на период до 2030 г. Согласно одному из сценариев, который авторы считают наиболее вероятным, спрос на газ в Европе составит 1 трлн м³, причем более половины (50,5%) будет расходоваться на нужды энергетики, 8,5% – на нужды промышленности, около 5% – на коммерческие нужды, 14% – на нужды населения и 22% – на прочие цели.

Ниже рассмотрены возможности существующих и новых потенциальных поставщиков газа на европейский рынок.

При рассмотрении возможностей удовлетворения спроса 2005 г. следует отметить, что позиции традиционных поставщиков газа на европейский рынок защищены долгосрочными контрактами и выглядят вполне убедительно. При этом речь идет о долгосрочных контрактах на поставки как природного газа по трубопроводам, так и СПГ. Однако в случае расширения системы спотовых сделок конкурентная борьба на европейском газовом рынке обострится, но практически для всех сценариев роста спроса (как оптимистических, так и пессимистических) предложение будет опережать спрос. Кроме этого следует учесть стремление производителей газа из стран Африки и Персидского залива попасть на рынок ЕС, так что дефицит поставок газа Европе не грозит.

Ситуация спроса на газ в Европе для 2010 г. и возможности покрытия спроса представляются менее ясными, поскольку уменьшающаяся собственная добыча и предложения традиционных поставщиков газа удовлетворяют лишь 87,5% минимального варианта спроса. По оценкам экспертов европейский газовый рынок будет нуждаться в дополнительных поставках газа из внешних источников в объеме 76–106 млрд м³. Из стран – традиционных поставщиков газа значительными возможностями увеличения поставок обладает, прежде всего, Россия, однако имеются потенциальные поставщики, которые сегодняшние незначительные поставки газа в Европу могут существенно увеличить.

Из традиционных поставщиков природного газа еще не исчерпал возможностей увеличения добычи **Алжир**. Увеличение объемов добычи газа в Алжире к 2010 г. должно произойти за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений Охамет и Аменас. Эти два месторождения станут существенным подспорьем существующему экспорту алжирского газа с месторождения Хасси Р мель. Освоение новых месторождений начато в 2004 г. По оценкам инженеров компании АВВ, к 2008 г. на первом месторождении, которое находится в Сахарской пустыне вблизи ливийской границы, максимальный уровень добычи может достигнуть 13,3 млрд м³ в год. До 11,8 млрд м³ к 2010 г. может быть доведена добыча природного газа на месторождении Аменас. По оценке представителя алжирской государственной нефтегазовой компании Sonatrack страна сможет обеспечить поставку на экспорт в Европу по газопроводам (включая подводные) и в виде СПГ 84 млрд м³ природного газа.

Наиболее значимыми проектами газопроводов для транспортировки алжирского газа в Европу являются [127]:

- газопровод Танжер (Марокко) – Тарифа (Гибралтар). Этот газопровод проходит по самому короткому плечу подачи газа по дну Средиземного моря. Природный газ поступает по названному газопроводу, идущему от расположенного в пустыне алжирского газового месторождения в Танжер (Марокко). Пуск газопровода Танжер–

Тарифа состоялся в 2005 г.

- газопровод Бени-Саф (Алжир) – Альмерия (Испания). Этот газопровод, строительство которого намечено осуществить в 2005–2006 гг., позволит подать газ по дну Средиземного моря в г. Альмерия, некогда считавшимся синонимом захолустья в Испании. Благодаря приходу газа здесь намечено значительное экономическое развитие. Более того, предполагается продолжить строительство газотранспортной магистрали вдоль Средиземноморского побережья Испании, минуя Севилью и Барселону, во Францию.
- газопровод Скикда – Эль-Кала (Алжир) – Кальяри (о. Сардиния, Италия) – Ольбия (о. Сардиния, Италия) – о. Корсика (Франция) – Кастильоне делла Паскале (Италия). Пуск этого газопровода состоялся в 2005 г.
- газопровод мыс Бон (Тунис) – о. Сицилия (Италия); этот газопровод сначала должен пройти от находящегося в пустыне алжирского месторождения в Тунис, затем по территории Туниса до мыса Бон, а уже затем по относительно короткому плечу по дну Средиземного моря на о. Сицилию. Предполагаемый срок пуска газопровода – 2006 г. Суммарная мощность новых алжирских газопроводов – 31 млрд м³. Другими традиционными поставщиками природного газа с африканского континента в Европу являются Нигерия и Ливия.

Нигерия с помощью транснациональных корпораций Royal Dutch/Shell, Total Fina Elf, а также итальянского энергетического концерна ENI (в лице AGIP) с 1999 г. начала поставки СПГ с нового завода по сжижению в районе Бонни Айленд. К настоящему времени введены новые очереди завода по сжижению, что позволило увеличить в 2002 г. объем поставок СПГ в Европу до 7,1 млрд м³, а в 2004 г. – до 11,8 млрд м³. Ввод новых очередей этого завода, а также реализация нового проекта создания завода по сжижению в Эскравос позволит Нигерии увеличить поставки СПГ к 2010 г. до 30 млрд м³.

Ливия в настоящее время поставляет в Европу с действующего завода в Марса-Эль-Брега около 1 млрд м³ СПГ. Значительные возможности по увеличению экспорта ливийского природного газа откроются в случае реализации проекта освоения новых месторождений и создания подводного газопровода на Сицилию. В разработке этого проекта наряду с ливийской национальной нефтегазовой компанией участвуют итальянские фирмы, имеющие большой опыт как в разработке новых газовых месторождений, так и в сооружении подводных газопроводов. В частности, подводный газопровод мощностью 8 млрд м³/год намечено соорудить для подачи ливийского природного газа в Италию. По оценке экспертов максимальные поставки природного газа из Ливии в Европу могут составить в 2010 г. 12 млрд м³.

Новым потенциальным поставщиком газа с африканского континента в Европу может стать **Египет**. Успешное освоение газовых месторождений в дельте Нила и Западной пустыне и пуск в 2005 г. завода по производству СПГ в Дамiette позволят Египту увеличить поставки египетского газа на европейский рынок до 8 млрд м³.

Большой интерес к европейскому рынку проявляют страны Персидского залива, где уже достаточно давно функционируют заводы по производству СПГ, а именно, Катар, Оман, Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ). Суммарные поставки СПГ в Европу из этих стран в 2002 г. превысили 2 млрд м³, а в 2004 г. составили 5,4 млрд м³. По оценкам экспертов максимальный объем производства СПГ в этих странах в 2010 г. может достигнуть 63 млрд м³, однако, куда будет направлен этот поток СПГ, можно определить лишь в контексте развития мирового рынка СПГ. Традиционно большая часть СПГ из этих стран направлялась в регион Юго-Восточной Азии (в Японию, Южную Корею и на Тайвань). В случае благоприятной конъюнктуры часть потока СПГ из Омана, Катара и ОАЭ может быть переориентирована либо на увеличение поставок в Европу, либо в США. Следует также учесть возможные поставки с сооружаемого в **Йемене** завода по производству СПГ. Предварительные расчеты показали, что в силу географического положения Йемена эффективность поставок газа в Европу или в Индию примерно одинакова. Не стоит

сбрасывать со счетов **Саудовскую Аравию**, которая начинает с помощью западных нефтегазовых компаний разработку газовых месторождений шельфа Персидского залива. Имеются грандиозные планы сооружения газопровода из **Ирака** в Турцию, хотя в свете проходящих событий такие перспективы пока представляются туманными.

Предполагаемая линия газопровода должна пройти с севера Ирака, пересечь границу Турции и пересечь эту страну с востока на запад с выходом по двум направлениям: к Стамбулу и далее через Босфор в Болгарию, Румынию, Венгрию и Австрию (мощность газотранспортной системы 10 млрд м³/год); к проливу Дарданеллы, далее через европейскую часть Турции в Грецию и далее либо через Грецию, по дну Адриатического моря в Италию, либо через Грецию в страны Балканского полуострова (Сербию, Черногорию, Боснию и Герцеговину, Хорватию, Словению) и в Северную Италию. Этот газопровод под названием «Набукко» протяженностью 3400 км и пропускной способностью 30 млрд м³ предполагается закончить строительством в 2008 г. Следует также отметить предпроектные предложения о разработке гигантского газового месторождения Northern Fields в Катаре. Здесь транснациональная корпорация Exxon Mobil предлагала применить технологию превращения природного газа в синтетическое жидкое топливо (СЖТ) с последующей транспортировкой такого топлива потребителям.

Транспортировка газа стран Ближнего Востока по трубопроводу может открыть четвертый коридор поставок газа на Европейский континент (кроме внутриевропейских поставок, транспортировки из Алжира, Ливии и Египта, а также из России). Проект под названием «MENA» (Middle East North Africa) мог бы начаться от гигантского газового месторождения в Катаре, пройти по территории Саудовской Аравии до Египта и далее образовать Восточно-Средиземноморское газовое кольцо, объединяющее Египет, Ливию, Тунис, Алжир и через уже существующие и проектируемые подводные газопроводы попасть в южную Европу [128].

Среди потенциальных поставщиков природного газа на европейский рынок могут быть названы бывшие республики СССР, ныне независимые государства Казахстан, Туркменистан, Узбекистан, Азербайджан, которые в силу своего географического положения отдалены от европейского рынка, но имеют большие запасы природного газа, хорошие возможности наращивания его добычи и различные варианты транспортировки, в т.ч. и через территорию России.

Казахстан наметил программу развития газовой отрасли, в частности, рост добычи газа на Карачаганакском месторождении (до 27 млрд м³ в 2010 г.), Тенгизском месторождении (до 14 млрд м³) и Кашаганском месторождении (до 8 млрд м³). Основной поток казахстанского газа предполагается отправить транзитом через территорию России в Европу, для чего создано совместное предприятие КазРосГаз.

Туркменистан уже сейчас осуществляет транспорт природного газа на Украину через территорию России (реэкспорт газа). Увеличение поставок по этому маршруту было для Туркменистана приоритетом, однако в какой-то момент интересы Туркменистана в большей мере сосредоточились на юго-восточном направлении транспортировки газа путем создания трансазиатского газопровода Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия. По мнению экспертов, реализация проекта этого газопровода оценивается как маловероятная, несмотря на заключение межгосударственного соглашения и согласия на участие в финансировании Азиатского банка. А вот перспективы реэкспорта туркменского газа Россией снова стали преобладающими и считаются наиболее реализуемыми. Их потенциал к 2010 г. оценивается в 100 млрд м³, причем 80 млрд м³ намечено отправлять через территорию России, а остальной объем газа – на рынки Европы в случае реализации проекта Транскаспийского газопровода.

Возможности **Узбекистана** для реэкспорта газа через территорию России значительно скромнее (не более 2,5 млрд м³), поскольку практически весь добываемый газ потребляется на внутреннем рынке (природный газ составляет основу энергобаланса республики).

Возможности **Азербайджана** по организации экспорта природного газа в Европу

зависят в существенной степени от того, будет ли начато освоение месторождений природного газа (кроме месторождения Шах-Дениз с запасами газа 330 млрд м³). Основное предполагаемое направление азербайджанского газа в Европу не связано, в отличие от Казахстана и Туркменистана, с Россией, а намечается в Турцию по газопроводу Баку – Эрзерум, строительство которого планируют осуществить совместно Правительство Азербайджана и компания British Petroleum. В случае реализации этого проекта Азербайджан к 2010 г. сможет поставлять в Турцию 12 млрд м³ газа.

Основным экспортным поставщиком природного газа в Европу в 2010 г. останется **Россия**. Экспортные контракты на поставку российского газа в Европу в 2010 г. составляют 180 млрд м³. Возможности осуществить такой объем поставок природного газа в Европу зависят от ряда факторов.

Во-первых, от степени развития внутреннего рынка газа. Объем внутреннего спроса, в свою очередь, будет определяться темпами экономического роста и ходом осуществления реорганизации и реструктуризации газовой отрасли. Учитывая сложность и специфичность этого вопроса, многочисленные точки зрения на проблему, укажем лишь собственную позицию по этому вопросу, суть которой заключается в необходимости придания приоритетности внутреннему рынку, осуществления реорганизации монопольного производителя газа с большой осторожностью, развития добычи газа независимыми производителями и нефтяными компаниями, обеспечения равноправия доступа к транспортным магистралям и принятия экономических мер по приведению к «нормальному» соотношения цен между взаимозаменяемыми энергоносителями.

Во-вторых, от стратегии ввода новых мощностей, в первую очередь, от хода реализации гигантского проекта «Ямал – Европа». Для выбора оптимальной схемы реализации проекта необходимы тщательный технико-экономический анализ и сопоставление вариантов трубопроводной транспортировки природного газа месторождений Ямала, либо сжижения газа и его транспортировки танкерами-метановозами, либо превращения газа в синтетическое жидкое топливо (например, диметилловый эфир) и транспортировки его в танкерах – газовозах, используемых для перевозки сжиженного пропана и бутана.

В-третьих, от реализации проекта Северо-Европейского газопровода, позволяющего напрямую соединить российскую газотранспортную систему с единой европейской газопроводной системой. Европейский Союз заинтересован в строительстве такого газопровода, создан консорциум по его финансированию и строительству с участием Газпрома (51% акций) и немецких компаний E.ON и BASF (по 24,5% акций).

В-четвертых, от направлений сотрудничества России с центральноазиатскими производителями газа (Казахстаном, Туркменистаном) в области интеграции газового бизнеса. Если исходить из среднесрочных интересов, то реэкспорт через территорию России природного газа центральноазиатских государств выглядит вполне экономически оправданным, поскольку Россия, как страна, через территорию которой осуществляется транзит, может в определенной степени влиять на цену газа, предназначенного для реэкспорта и неплохо зарабатывать на этом бизнесе. Но с точки зрения долгосрочной стратегии и, особенно экономической и энергетической безопасности, такой путь таит в себе опасность все дальше и дальше отодвигать сроки разработки и обустройства газовых месторождений северных районов Западной Сибири и, особенно, арктического шельфа, где сосредоточены громадные запасы газа.

По оценке экспертов реальные возможности российского экспорта природного газа в Европу в 2010 г. оцениваются на уровне 190 млрд м³.

Некоторые обобщающие характеристики европейского газового рынка приведены на рис. 11.

Потребление природного газа в Европе в 1995 г. и 2005 г. (млрд. м ³)		
Страна	Объем потребления	
	1995	2005
Германия	87,9	85,9
Великобритания	84,6	94,6
Италия	60,3	79,0
Нидерланды	45,1	39,5
Франция	39,2	45,0
Бельгия и Люксембург	14,3	18,9
Испания	10,5	32,3
Австрия	7,5	10,0
Дания	4,2	5,0
Финляндия	3,8	4,0
Ирландия	3,0	3,9
Швеция	1,1	0,8
Прочие	12,8	101,5
Итого	374,3	520,4

Структура импорта и добычи газа, %				
Показатели	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Добыча	70	63	60	40
Импорт	30	37	40	60
Итого	100	100	100	100

Экспорт природного газа в Европу в 1995 г., 2000 г. и 2005 г., %			
Страны	1995 г.	2000 г.	2005 г.
Республики Бывш. СССР	50	43	38
Алжир	27	20	14
Норвегия, Нидерланды, Великобритания и др.	22	35	38
Ливия, Нигерия и др.	1	2	10
Итого	100	100	100

Потребление природного газа в Европе, млрд м ³			
Страны	1995г.	2005г.	2010г.
Западноевропейские	374,3	455,0	550
Восточноевропейские	66,2	65,4	130
Итого	440,5	520,4	680

Доля газа в структуре энергобаланса в 1995 г. и 2005 г., %		
Страны	1995 г.	2005 г.
Голландия	46	40
Великобритания	36	38
Италия	30	35
Бельгия	25	21
Германия	23	23
Франция	19	15
Финляндия	8	14
Швеция	2	2
Греция	1	6

Рис. 11. Характеристики европейского рынка газа [6]

Европейский газовый рынок является весьма конкурентным (рис. 12).

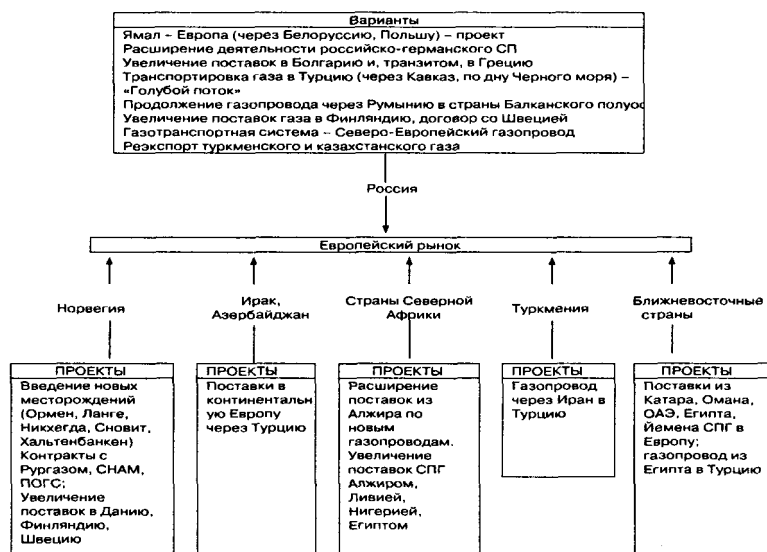


Рис. 12. Конкуренция на европейском рынке

Сопоставление возможных вариантов поставок газа в Европу, включая действующие потоки и проекты новых потоков, представлены в табл. 2.34.

Таблица 2.34

Сравнительная эффективность различных вариантов поставок газа на европейский рынок

№№ п/п	Наименование вариантов поставок из:	Стоимость поставок, долл./тыс м ³			
		Добыча	Транспорт	Транзит	Итого
1	Алжира по подводному газопроводу Medgas	16,2	22,7	—	38,9
2	Ирака через Турцию (проект)	18,0	23,0	2,0	43,0
3	Азербайджана через Турцию (проект)	18,00	23,8	2,2	44,0
4	Алжира по системе подводных и магистральных газопроводов GME	16,2	24,1	7,9	48,2
5	Ирана через Турцию (проект)	10,6	37,4	—	48,0
6	Египта по подводному газопроводу в Турцию (проект)	21,6	32,4	—	54,00
7	России по газотранспортной системе «Голубой поток» в Турцию	18,0	38,9	—	56,9

№№ п/п	Наименование вариантов поставок из:	Стоимость поставок, долл./тыс м ³			
		Добыча	Транспорт	Транзит	Итого
8	России через Украину	18,0	38,2	10,1	66,3
9	Алжира по газотранспортной системе Transmed	16,2	35,6	7,2	59,3
10	Ливии по подводному газопроводу до Сицилии	18,0	42,5	–	60,5
11	Туркменистана по подводному газопроводу (Каспийское море) и по трассе Баку – Эрзерум в Турцию (проект)	14,4	41,8	9,4	65,6
12	Великобритании через «Интерконнектор»	61,2	7,2	–	68,4
13	Норвегии с месторождений Северного моря	46,8	25,2	–	72,0
14	России по газотранспортной системе Ямал – Европа* через Белоруссию и Польшу – проект)	14,4	52,2	5,8	72,4
15	Норвегии с месторождений Норвежского моря (проект)	43,2	36,0	–	79,2
16	Туркмении по газопроводу через Иран	14,4	42,1	24,8	81,3
17	Алжира танкерами-метановозами	16,2	70,9	–	87,1
18	России через Украину*	14,4	65,2	10,1	89,7
19	России по системе «Североевропейский газопровод»* (проект)	14,4	76,7	–	91,1
20	Египта танкерами – метановозами (проект)	21,6	70,2	–	91,8
21	России по газотранспортной системе «Ямал – Европа» (проект)	28,8	58,7	5,8	93,3
22	Туркменистана через Россию и Украину	18,0	75,6	–	93,6
23	Ливии танкерами – метановозами	14,4	52,9	28,1	95,4
24	России по Североевропейскому газопроводу (проект)**	28,8	69,5	–	98,3
25	Катара танкерами-метановозами	10,8	80,3	7,2	98,3
26	Йемена танкерами-метановозами (проект)	18,0	83,9	7,2	109,1
27	Ирака танкерами-метановозами (проект)	10,8	87,5	7,2	105,5
28	ОАЭ танкерами-метановозами	12,6	86,8	7,2	106,6
29	Нигерии танкерами-метановозами	21,6	86,4	–	108,0
30	Венесуэлы танкерами-метановозами (проект)	21,6	86,4	–	108,0
31	Тринидада и Тобаго танкерами-метановозами (проект)	21,6	86,4	–	108,0
32	Омана танкерами-метановозами	14,4	87,2	7,2	108,7
33	России по Североевропейскому газопроводу (проект)***	28,8	82,8	–	111,6

* газ Надым-Пур-Тазовского нефтегазоносного района

** газ Штокмановского месторождения

*** газ Ямальских месторождений

Газовый рынок Северо-Западной Европы

Из анализа европейского газового рынка можно сделать практически однозначный вывод, что газовый рынок стран средиземноморского бассейна (Италия, Франция, Испания, Португалия, Греция, страны Балканского полуострова, Турция) находятся в зоне влияния поставок природного газа по газопроводам и в виде СПГ из стран Северной Африки, Персидского залива и по газотранспортной системе – из России. В основном российским газом, подаваемым по газопроводу, обеспечиваются Чехия, Словакия, Венгрия, Болгария, Польша, частично Германия, Австрия, Швейцария. В зоне влияния поставок природного газа с шельфовых месторождений Северного моря находятся страны Северо-Западной и Северной Европы. Однако учитывая ожидаемое падение добычи газа в Северном море, целесообразно более подробно рассмотреть положение с обеспечением газом в этих регионах, рассматривая их как возможных потребителей российского газа месторождений северных районов Западной Сибири, транспортируемого как традиционно по газопроводу, так и с помощью нетрубопроводных технологий переработки газа.

Великобритания относится к числу важнейших производителей газа в Европе. Эта страна первой из европейских стран осуществила либерализацию своего газового рынка (1998 г.). Объемы добычи газа в 90-е годы стали превосходить объемы его потребления на британских островах, поэтому избыточный газ экспортировался в континентальную Европу по подводному газопроводу «Интерконнектор». Данные о положении газовой отрасли в Великобритании приводятся в табл. 2.35.

Таблица 2.35

Положение в газовой отрасли Великобритании (млрд м³)

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.
Запасы	780,0	760,0	730,0	730,0	590,0	530,0
Добыча	104,9	115,2	112,7	108,4	102,9	88,0
Импорт	1,1	2,3	2,7	4,8	9,8	14,7
Экспорт	7,7	13,4	12,6	13,6	11,4	9,7
Потребление	99,0	103,3	102,4	99,6	98,0	94,6

Ключевыми месторождениями континентального шельфа Великобритании, которые на сегодняшний день способствуют полному самообеспечению Великобритании газом, являются Хамилтон, Леман, Британия, Клиппер, Энжин, Морикамбе. Пик добычи (115 млрд м³), в 2000 г. Великобритания уже прошла.

По прогнозу на 2010 г. спрос на природный газ в Великобритании составит 119 млрд м³, 2015 г. – 136 млрд м³, 2020 г. – 156 млрд м³ (данные департамента информации Министерства энергетики США). Добыча газа в 2010 г. по данным Министерства торговли и промышленности Великобритании составит 81 млрд м³, следовательно в 2010 г. дефицит газа составит 38 млрд м³ и в дальнейшем будет заметно возрастать.

Германия является вторым по масштабам потребителем природного газа в Европе. Германия к настоящему времени практически полностью осуществила либерализацию своего газового рынка. Германия является традиционным партнером России по вопросам экспорта российского газа, а газовые концерны стран Газпром и Ruhrgas давно и тесно сотрудничают. Положение в газовой отрасли Германии в период 1999–2005 гг. приведено в табл. 2.36.

Таблица 2.36

Положение в газовой отрасли Германии (млрд м³) [6]

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.
Запасы	340,0	340,0	340,0	340,0	200,0	190,0
Добыча	22,4	21,2	21,4	21,0	16,4	15,8
Импорт	76,8	75,8	78,7	79,9	91,8	90,7
Экспорт	5,5	5,4	6,7	7,0	12,2	15,2
Потребление	91,3	90,6	95,4	93,9	85,9	85,9

Согласно прогнозам спрос на природный газ в Германии возрастет в 2010 г. до 125 млрд м³, 2015 г. до 136 млрд м³, 2020 г. до 165 млрд м³. При сокращающейся добыче стране придется в период 2005–2010 гг. увеличивать потребление на 4,0 млрд м³, 2010–2020 гг. – еще на 4 млрд м³ в год.

Франция входит в число ведущих стран Европы по потреблению природного газа. Обладая собственной ничтожной добычей газа, Франция практически весь потребляемый газ импортирует, причем закупки как природного газа, так и СПГ осуществляет компания Gaz de France. Положение в газовой промышленности Франции представлено в табл. 2.37.

Таблица 2.37

Положение в газовой промышленности Франции (млрд м³)

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.
Добыча	1,7	1,6	1,7	1,6	1,5	1,0
Импорт	39,4	40,7	39,1	43,5	44,7	49,0
Экспорт	0,7	0,9	1,6	1,5	0,8	3,0
Потребление	38,3	39,7	43,7	43,6	44,7	45,0

По прогнозам потребление природного газа во Франции составит в 2010 г. – 60 млрд м³, 2015 г. – 68 млрд м³, 2020 г. – 82 млрд м³. В перспективе ежегодный прирост потребления природного газа во Франции составит в период 2005–2010 гг. порядка 1,5 млрд м³, а в период 2010–2020 гг. 2,0–2,8 млрд м³.

Из других стран Северо-Западной и Северной Европы могут быть упомянуты **Бельгия, Ирландия, Швеция, Финляндия**. Данные о перспективах потребления природного газа в

этих странах приведены в табл. 2.38.

Таблица 2.38

Перспективы потребления газа в некоторых странах Северо-Западной и Северной Европы (млрд м³)

Страны	1999 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	Темп роста в 2000–2020 гг.
Бельгия	15,6	16,8	18,0	19,3	20,7	22,2	1,4
Ирландия	3,5	4,0	4,9	6,0	7,4	9,1	4,2
Финляндия	4,1	4,2	5,2	6,3	7,8	9,6	4,2
Швеция	0,9	0,9	1,1	1,4	1,7	2,0	4,2

Особое место среди европейских потребителей газа занимает **Турция**, которая не имеет существенных запасов нефти и газа, но обладает географическим преимуществом, простираясь «мостом» с востока на запад. Учитывая стоимостные выгоды турецкого транзита, страна намерена сыграть связующую роль в интеграции поставок углеводородов на мировые, прежде всего европейские рынки. Крупнейшими газовыми проектами помимо уже построенного «Голубого потока» станут проект газопровода Баку-Тбилиси-Эрзерум и новые газопроводы из Ирана и, возможно, Египта, а также Ирака с последующим развитием экспортных поставок через Балканы в Западную Европу.

Эти проекты разрабатываются ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями при активном участии турецкой Botas, не скрывающей стремления сместить традиционные геополитические аспекты поставок газа на рынок Европы. В 2005 г. Турция потребляла 27,4 млрд м³ газа. К концу 2010 г. Турция намерена получать не менее 68 млрд м³ газа в год, что явно превышает ее внутренний спрос. Транзитные объемы, таким образом, составят не один десяток миллиардов кубов, ориентированных на Центральную и Южную Европу.

Недавний экономический кризис и вызванное им некоторое снижение темпов роста потребления газа турецкой промышленностью, электроэнергетикой и населением заставили Турцию переоценить объемы внутреннего спроса и потенциальные транзитные возможности. Их уровень оказался настолько привлекательным, что потребовал создания продуманной газотранзитной стратегии.

В рамках этой стратегии Турция, в частности, проводит политику диверсификации газовых поставок. Если несколько лет назад это был исключительно российский газ, поставляемый транзитом через Болгарию, то сейчас Botas заключил 8 долгосрочных контрактов на поставку газа с шестью различными стратегическими поставщиками. Ныне действуют 5 контрактов: два с Россией на годовые объемы в 6 и 8 млрд м³, один иранский на 10 млрд м³ и два СПГ-контракта с Алжиром (4 млрд м³) и Нигерией (1,2 млрд м³ в год).

Кроме этого начала функционировать российско-турецкая газотранспортная система «Голубой поток». Согласно этому проекту Россия должна поставлять Турции 16 млрд м³ газа в год в период до 2026 г.

В 2001 г. было подписано соглашение о поставках в Турцию газа из Азербайджана, начало которых запланировано на 2006 г. с выходом на проектную мощность в 6,6 млрд м³ в год к 2008 г. График поставок соответствует графику разработки месторождения Шах-Дениз и ориентирован на использование трубопровода Баку-Тбилиси-Эрзерум, завершить строительство которого планировалось в 2005 г.

Турция имеет также соглашение о поставках туркменского газа в объеме 16 млрд м³ для внутреннего рынка и 14 млрд м³ для транзита в Европу. Но в случае с Туркменистаном у Турции возникли определенные трудности, что пока не позволяет говорить о сроках начала поставок.

Кроме этого имеются проекты поставок 4 млрд м³ по подводному газопроводу из Египта и 10 млрд м³ из Ирака.

Разработаны ТЭО проектов газопроводов из Турции в Грецию и подводного интерконнектора Греция-Италия (вдоль побережья Адриатики). Исходным для этих транзитных газопроводов может стать иранский газ. Согласно проекту, иранский газ по газопроводу, соединяющему иранские месторождения с г. Тебриз и продолжающемуся до турецкой столицы Анкары и затем по газопроводу Анкара-Бурса на западе Турции и Бурса –

греческие города Александропулис и Комотини.

Закупки иранского газа позволят **Греции** обеспечить гарантированное снабжение этим топливом. Греция получает из России по 3 млрд м³ газа в год. В 2001 г. было согласовано увеличение поставок вдвое – до 6 млрд. Однако Греции, по прогнозам, опубликованным в немецкой печати, в среднесрочной перспективе потребуется 7,5 млрд м³ в год, а к 2017 г. – 10 млрд, поскольку в соответствии с требованиями Киотского протокола по сокращению вредных выбросов в атмосферу она будет переводить производство электроэнергии с угля на газ. В период с марта 2001 г. по март 2002 г. правительство одобрило строительство новых ТЭС на газе общей мощностью 2600 МВт.

Греция для обеспечения дополнительных поставок газа в объеме 1,5 млрд м³ в год хотела бы получать его из Ирана через Турцию.

Европейская комиссия выступила в поддержку расширения «южного газового кольца» стран Евросоюза в направлении расположенных в Прикаспии государств. ЕК приветствовала разработку Грецией и Турцией исследования об объединении их газовых сетей и продлении их на Балканы и до Италии.

Достаточно крупным потребителем газа являются страны **Восточной Европы** (Польша, Чехия, Венгрия, Словакия, Болгария, Румыния).

В 2005 г. эти страны потребляли около 65,0 млрд м³ газа, однако учитывая транзит газа поставки газа в эти страны гораздо больше внутреннего потребления: в Словакию – 71,5 млрд м³, в Чехию – 30 млрд м³, Болгарию – 13 млрд м³.

Стремление восточноевропейских стран следовать газовой директиве ЕС, подписание и ратификация договора к Энергетической Хартии, заинтересованность в разработке Транзитного протокола создают предпосылки успешной интеграции в общеевропейскую систему поставок и потребления газа, и в последствии в Евросоюз.

Страны Восточной Европы добились определенных успехов в реформировании газового сектора. В Польше произошло разделение некогда монопольной структуры на четыре региональных распределительных компании, компанию по производству и хранению газа, а также компанию, ответственную за импорт и маркетинг газа. Программа предполагает приватизацию порядка 50% акций этих компаний в целях привлечения стратегических инвесторов, в частности, для финансирования развития инфраструктуры. Что касается диверсификации поставок, то уже сегодня помимо поставок российского газа часть поставок (5 млрд м³ в год) осуществляется из Норвегии, а в последствии планируется импортировать СПГ из Катара, Нигерии и Алжира.

Чехия и Словакия также успешно осуществляют программу либерализации. Близость Турции и связанные с этим новые газотранспортные проекты дают ряд стратегических преимуществ Болгарии.

Во всех странах Восточной Европы были созданы специальные государственные органы для разработки законодательной базы реформирования, а также для установления сроков и контроля над реализацией программ.

В республиках бывшего СССР заметно усилились рыночные элементы в газовых комплексах. Из республик наибольшими запасами обладает **Казахстан** (3 трлн м³ на конец 2005 г.) и **Туркменистан** (2,9 трлн м³). Наиболее крупными производителями природного газа являются **Узбекистан** (55,7 трлн м³ в 2005 г.), Туркменистан (58,8 млрд м³) и Казахстан (23,5 млрд м³). Наибольшие масштабы потребления газа в **Украине** (72,9 млрд м³ в 2005 г.), Узбекистане (44,0 млрд м³), **Белоруссии** (18,9 млрд м³) [6].

В республиках бывшего СССР постепенно закладывается основа рыночных отношений в ТЭК в целом, что затрагивает и газовые комплексы. Началось формирование рынков газа, что находит свое отражение в реформах систем ценообразования. Наиболее заметны рыночные преобразования в сбытовых структурах бывших союзных республик [129].

В странах **Балтии** рыночные преобразования находятся на наиболее продвинутой стадии по сравнению с другими бывшими союзными республиками. В частности, сформирована законодательная база, проведена реструктуризация газовых комплексов,

практически завершена приватизация национальных газовых компаний с привлечением зарубежных инвесторов. Создаются условия для поощрения конкуренции и формирования газовых рынков, сформирована система ценообразования, в которой все большее значение имеют соотношения спроса и предложения, несмотря на сохранение определенного контроля над ценами. В связи со вступлением стран Балтии в ЕС в ближайшие годы можно ожидать еще большего усиления процессов рыночных преобразований газовых комплексов.

В Казахстане начался процесс либерализации цен на газ- и продекларирован полный отказ от субсидирования предприятий газового комплекса. На практике, однако, продолжается скрытое субсидирование внутренних цен и неплатежи. В Туркменистане сохраняется практика бесплатного распределения газа и электроэнергии населению. В Украине осуществляется реальная реструктуризация газового сектора, в ходе которой образованы региональные сбытовые и распределительные компании, а также начинается процесс приватизации. В **Грузии** после принятия рыночных законов и реструктуризации в газовом секторе намечается приватизация некоторых предприятий, но этот процесс не затронет основную газовую компанию. В Белоруссии и **Молдавии** рыночные преобразования находятся на начальной стадии. Среди стран-импортеров газа рыночные реформы заметно продвинуты в **Армении**, где активизируются процессы приватизации предприятий газового сектора, наблюдается формирование рынка газа. В **Таджикистане** рыночные преобразования в газовом секторе только начинаются. Среди транзитных стран наиболее отчетливо газовый компонент в энергетической политике заметен в Украине. В этой стране ставка сделана на утверждение ее в качестве центра международного нефтяного и газового транзита.

2.11. Азиатский рынок газа

По величине разведанных запасов (на 1.1.2006 г.) Азиатско-Тихоокеанский регион составляет всего 8,3% (14,8 трлн м³), причем наибольшие ресурсы сосредоточены в Индонезии (2,8 трлн м³), Австралии (2,5 трлн м³), Малайзии (2,5 трлн м³), Китае (2,4 трлн м³). Обеспеченность разведанными запасами газа составляет 41 год.

По масштабам добычи в 2005 г. Азиатско-Тихоокеанский регион составляет 13,0% от мировой добычи. Наиболее значимыми производителями газа в регионе являются Индонезия (76,0 млрд м³), Малайзия (59,9 млрд м³), Австралия (37,1 млрд м³), Китай (50,0 млрд м³), Индия (30,4 млрд м³).

По прогнозам Мирового энергетического агентства в 2020 г. добыча газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе возрастет в 2,3 раза и составит 700 млрд м³.

По масштабам потребления регион (406,9 млрд м³) занимает 14,8%, что объясняется неразвитостью газовых рынков, высоким содержанием в структуре энергобалансов стран региона угля и нефти. По прогнозам в регионе намечены высокие (порядка 5% в год) темпы роста потребления газа. Особенно значительные приросты ожидаются в Китае, Индии, Пакистане, т.е. странах с наибольшим населением.

Из стран региона Индонезия, Малайзия и Австралия являются довольно крупными экспортерами газа, Китай и Индия удовлетворяют пока что невысокий спрос за счет собственной добычи, а остальные страны региона являются импортерами газа.

Основные поставки газа в регион идут в виде СПГ (122,4 млрд м³ в 2005 г., или 89% суммарных поставок). Потребители СПГ – Япония (самый крупный в мире потребитель СПГ), Ю. Корея, Тайвань. Поставки газа по магистральным газопроводам незначительны – всего 15,5 млрд м³ в 2005 г., или 11% суммарных поставок. Это – подача газа из Индонезии и Малайзии в Сингапур, а также из Мьянмы (Бирмы) в Таиланд.

Отметим ряд **специфических характеристик** азиатского рынка газа:

- 1) в отличие от Северной Америки и Западной Европы, большая часть потребляемых объемов природного газа в Азии приходится на сжиженный природный газ (СПГ);
- 2) доля запасов газа, расположенных на шельфе, составляет в Азии 67,3%, что значительно превышает среднемировой показатель (28%);

- 3) количество крупных месторождений невелико и несравнимо с существующими в СНГ или на Ближнем Востоке;
- 4) запасы природного газа расположены в отдалении от рынков потребления;
- 5) основная доля потребления газа в АТР приходится на промышленность и электроэнергетический сектор.

Потребление газа в коммерческо-бытовом секторе незначительно, в основном по причине теплого климата в регионе. Тем не менее, с учетом ряда факторов (экологичность газа, соображения энергобезопасности и пр.) многие страны АТР планируют расширение использования газа в данном секторе.

Система трубопроводного транспорта газа в Азии развита непропорционально: наибольшее развитие трубопроводный транспорт получил в странах Юго-Восточной Азии (ЮВА), где сосредоточен основной производственный и экспортный потенциал природного газа. В то же время в странах Северо-Восточной Азии (СВА) – основного импортирующего газ региона АТР – практически отсутствуют необходимая инфраструктура для транспортировки и распределения газа, что определило собой не только незначительную роль газа в общем энергопотреблении стран СВА, но и специфические аспекты в структуре потребления газа, основная доля в которой приходится на электроэнергетику, вследствие выгодного расположения электрогенерирующих мощностей в непосредственной близости от портовых терминалов по приему СПГ. Существует ряд международных трубопроводных проектов, реализация которых будет зависеть от результатов переговоров между участвующими странами в условиях значительно снизившегося за годы кризиса инвестиционного потенциала этих стран.

В основных газодобывающих странах АТР (Индонезия, Малайзия, Китай, Бруней, Таиланд) добывающие компании принадлежат государству и имеют монопольную власть на рынке.

В отношении политики ценообразования на газ, специфической особенностью региона является тот факт, что, за редким исключением, цены на газ регулируются государством, либо особым регулирующим органом, в основном, с целью устранения возможных дискриминационных последствий монопольной власти поставщиков в отношении небольших потребителей. Однако в таких странах как Австралия и Малайзия внутренние цены на газ определяются на основе заключенных долгосрочных контрактов между поставщиком и потребителями. В Японии цена поставок газа крупным потребителям также определяется в результате прямых индивидуальных переговоров между заинтересованными сторонами.

Внутренние цены на газ в странах-производителях, в частности в Брунее и Индонезии, в значительной степени субсидируются государством. Таким образом, придавая важное значение целям социальной и промышленной политики, правительства стран региона Юго-Восточной Азии искусственным образом повышают спрос на газ, устанавливая цены ниже себестоимости поставок, что приводит к нерациональному использованию экономических ресурсов и затрудняет финансирование развития инфраструктуры, необходимой для удовлетворения растущего спроса. Во многих азиатских странах, в целях расширения использования природного газа установлены цены, способные конкурировать с другими видами топлива, в частности, с ценами на сжиженный углеводородный газ (пропан-бутан).

Цены на газ в АТР находятся в сильной зависимости от цен на альтернативные энергоносители и, в частности, от цен на сырую нефть и нефтепродукты. Экспортные цены на СПГ Индонезии, Австралии, Малайзии и Брунея в значительной степени определяются уровнем цен на сырую нефть. В абсолютном выражении цены на газ в Азии практически выше цен на газ на европейском рынке (в 2000 г. были выше на 45%, в 2004 г. – на 13,5%). Однако из-за резкого подорожания природного газа на Европейском рынке в 2005 г. цены там оказались выше, чем на рынке АТР на 3,8%.

Согласно долгосрочным прогнозам, спрос на природный газ в АТР в период до 2010 г. будет возрастать в среднем на 7,5% в год. Спрос на газ в регионе СВА в прогнозируемый

период возрастет в 2,5 раза (6,2% в год).

Некоторые характеристики азиатского рынка газа приведены в табл. 2.39. Расчеты выполнены The Institute of Economics (Tokyo).

Таблица 2.39

Прогноз спроса на природный газ на азиатском рынке (млрд м³)

Страны	1994 г.	2000 г.	2002 г.	2005 г.	2020 г.	Темп роста, % в год	
						1994–2000 гг.	2000–2010 гг.
Япония	60,3	76,3	77,4	81,1	88	4,2	1,5
Южная Корея	8,4	23,3	26,2	33,3	45	19,	7,0
Китай	16,6	29,9	30,1	49,0	72	9,7	9,1
Таиланд	7,0	20,5	25,9	29,9	43	9,4	2,9
Тайвань	2,5	8,0	8,5	10,7	28	21,4	6,5

По сравнению с ЮВА, где доля газа составляет от 20 до 40% общего энергопотребления, доля газа в энергопотреблении стран СВА намного ниже и составляет на текущий момент: в Японии – 11%, Корею и о. Тайвань – по 6%, Китае – 2%. Основными потребителями газа в СВА традиционно являются электроэнергетические компании. В середине 90-х годов спрос на газ в электроэнергетическом секторе составил 55% общего потребления газа в регионе. Тем не менее, следует отметить, что структура потребления газа значительно различается в странах региона СВА.

Каковы же прогнозы потребления природного газа в СВА в 2010 г.? Сравнительный анализ исследований МЭА, Wood Mackenzie, Total, EIA DOE, Tokyo Gas, Cedigas, ВНИИГАЗа и журнала Oil and Gas Journal показывает, что минимальный спрос в СВА составит в 2010 г. 193 млрд м³, а максимальный – 230 млрд м³. Лидером по потреблению газа в регионе останется Япония – 85–98 млрд м³, Китай твердо займет вторую строчку – 65–78 млрд м³, Корея будет потреблять 29–36 млрд м³, а Тайвань – 14–18 млрд м³ [130].

Возможности собственной добычи природного газа в регионе СВА эксперты оценивают в объеме 50–59 млрд м³ в 2010 г.

Добыча природного газа в СВА по-прежнему будет очень далека от того, чтобы силами стран региона удовлетворить свои потребности в природном газе.

Основным производителем природного газа в регионе остается Китай. Руководство страны не желает возникновения зависимости от импорта и предпринимает шаги по развитию национальной газовой промышленности, чтобы свести экспорт к минимуму. Существующая ситуация с доказанными запасами природного газа показывает, что открытия на территории страны осуществляются достаточно редко. С 1998-го по 2002 год прироста доказанных запасов не было, и только в 2002 году удалось нарастить примерно 130 млрд м³. Запасы природного газа в Китае составляли на 1.1.2006 г. 2,35 трлн м³ и будут в состоянии обеспечить добычу в объеме 45–50 млрд м³ в 2010 г.

Потенциал других стран АТР (Индонезии, Малайзии, Брунея, Австралии) оценивается экспертами в объеме 155 млрд м³ в 2010 г. Это – поставки сжиженного природного газа, которые в 2005 г. составляли 84,0 млрд м³. Основным поставщиком является Индонезия, где к уже контрактным поставкам в регион в объеме 34 млрд м³ могут добавиться дополнительные ресурсы с двух строящихся заводов по сжижению природного газа. Может увеличить поставки Малайзия, где введена еще одна линия комплекса по производству СПГ в Бинтулу. Предполагается ввод мощностей по производству СПГ в Австралии.

Потенциал стран Ближнего Востока по поставкам СПГ в регион АТР также весьма значителен. В 2005 г. на рынки АТР из Катара, Омана и ОАЭ было поставлено 36,7 млрд м³ СПГ. Потенциал поставок с Ближнего Востока в регион АТР составляет по оценкам экспертов 96,3 млрд м³. Безусловно, часть экспортируемого из ближневосточных стран СПГ пойдет на европейский рынок, но основная часть – в Индию, где уже введены в эксплуатацию и строятся терминалы по приемке СПГ, а также в страны СВА. Неясной пока остается судьба намеченных иранских проектов СПГ (44 млрд м³/год) и проекта по производству СПГ в Йемене (8,6 млрд м³/год).

Кроме этого намечаются поставки российского газа в Китай (с Ковыктинского

месторождения в Иркутской области и с месторождений, расположенных в южной части Республики Саха-Якутия). С 2007 г. ожидаются поставки СПГ со строящегося в южной части о. Сахалин завода по сжижению природного газа. Поставки намечены в Японию, Ю. Корею, Китай.

Что касается поставок природного газа по проекту «Сахалин-1», то здесь нет пока полной ясности. Вариант трубопроводных поставок по транссахалинскому газопроводу с переходом пролива Лаперуза на о. Хоккайдо может быть востребован японской экономикой только при условии создания мощной газотранспортной системы, охватывающей всю страну. В этой связи не исключается вариант транспортировки газа проекта «Сахалин-1» по территории о. Сахалин до пункта, находящегося наиболее близко к континенту, затем переход через Татарский пролив и дальнейшая транспортировка по трубопроводу по территории Хабаровской области и Приморского края в Китай.

Из других источников поставки природного газа на азиатский рынок следует отметить проект Туркменистан – Пакистан. Здесь следует учесть, что из общей протяженности газопровода Туркмения – Пакистан в 1500 км около 764 км должны пройти по афганской территории. При всем этом Афганистан – страна, которая на данный момент даже не может самостоятельно поддерживать свое существование, далека от стабильного состояния и, по существу, только приступила к созданию государственных структур. Кроме того, необходимо принимать во внимание незатухающие военные действия и сложный горный ландшафт Афганистана. У Пакистана, испытывающего дефицит энергетических и финансовых ресурсов, продолжается конфликт с Индией. А ведь данный проект окажется высокоэффективным только в том случае, если магистраль будет продлена до Индии.

Не следует забывать и о том, что не снят с обсуждения проект газопровода «Иран – Пакистан – Индия», в обход Афганистана. Следует отметить, что правительство Индии в последнее время активизировало обсуждение данного вопроса и, в частности, в апреле предложило китайским нефтяным компаниям принять участие в сооружении газопровода и продлении его до Китая. Реализация данного проекта практически полностью перечеркнет все замыслы относительно магистрали Туркменистан – Афганистан – Пакистан [131].

Имеются проекты поставок природного газа из Казахстана в Китай.

Конкурирующие варианты поставок газа на азиатский рынок представлены на рис. 13.



Рис. 13. Характеристика азиатского рынка природного газа

Ценообразование на газ в Азии тесным образом связано с изменениями в ценах на нефть, которые являются определяющим фактором в ценообразовании по базовым контрактам на экспорт СПГ в Азии.

Цены на газ обычно превышают цены на нефть на величину «премии», которые

согласны платить потребители за благоприятные экологические характеристики газа в сравнении с остальными видами органического топлива. По всей видимости, в связи с нарастающими проблемами загрязнения окружающей среды в регионе АТР азиатские потребители согласятся платить эту премию, однако, ее величина будет ограничена тем фактом, что приоритетной целью развития для многих стран остается поддержание экономического роста, для чего может быть использован относительно дешевый азиатский уголь в сочетании с новыми технологиями его утилизации.

Цены на СПГ, привязанные к ценам на нефть, и в перспективе будут являться ключевым моментом реализации новых проектов. Если жесткая привязка цен на СПГ в Азии к ценам на нефть сохранится, то тенденции изменения в мировых ценах на нефть существенным образом повлияют на цены на СПГ. Прогнозируемая на среднесрочный период тенденция повышения цен на нефть повлечет за собой повышение цен на СПГ. При определенных политических и экономических предпосылках тенденция к увеличению цен на СПГ в долгосрочном периоде создаст возможность для проникновения в Азию трубопроводного газа из России и стран Центральной Азии (Туркменистан, Казахстан). Основными факторами, определяющими потенциальный интерес к трубопроводным проектам крупномасштабного импорта газа в странах Северо-Восточной Азии, являются возрастающая озабоченность азиатских стран ухудшением экологической обстановки в регионе и проблемой обеспечения энергобезопасности.

Благоприятное геополитическое положение восточных регионов и Дальнего Востока России при наличии значительных газовых ресурсов в этих регионах страны позволяет в условиях расширяющегося спроса на энергоносители и, в особенности на природный газ в странах Северо-Восточной Азии, говорить о необходимости выхода и закрепления положения России на энергетических рынках этих стран. В дополнение к усилению роли России в международном энергетическом сотрудничестве развитие этого направления позволит эффективно решить проблемы промышленного и социального развития восточных регионов России.

2.12. Роль России на международных газовых рынках

Россия играет ведущую роль на европейском газовом рынке. В 2004 г. из суммарного импортируемого Европой газа в объеме 422,0 млрд м³ Россией было поставлено 151,3 млрд м³, т.е. 35%. Кроме этого Россия обеспечивает поставки газа в республики бывш. СССР, ныне независимые государства (Украину, Белоруссию, Молдавию, Грузию, Армению) в объеме порядка 80 млрд м³.

В настоящее время основной поток экспортного российского газа устремлен на запад: газ через территорию Украины поступает сначала в страны Восточной и Центральной Европы, затем в страны Западной Европы; меньшая часть через Выборг поступает в Финляндию.

После ввода в 2002 г. газотранспортной магистрали «Голубой поток» часть российского газа устремилась на юг в Турцию.

Учитывая исключительно важную роль европейского рынка для газовой промышленности России, целесообразно рассмотреть факторы развития газового рынка Европы и участия на нем России. Эксперты выделяют следующие положительные и отрицательные моменты проходящих изменений, затрагивающих интересы экспорта российского газа в Европу [132].

Главным фактором потенциального роста потребности Европы в газе является рост темпов газопотребления на фоне снижения добычи в регионе. По данным Международного энергетического агентства потребление газа в странах Европейского Союза будет расти в период до 2030 г. темпом в 1,8% в год. При этом, как уже отмечалось ранее, добыча газа в таких странах, как Великобритания и Нидерланды будет снижаться. И хотя это падение будет восполняться увеличением поставок из Норвегии, но отмеченную тенденцию падения добычи газа в Европе преодолеть не удастся.

Вторым фактором, способствующим увеличению спроса на российский газ в Европе, является наличие развитой сети газопроводов, соединенной с европейской сетью.

Третьим фактором является наличие международных соглашений об обязательном сокращении выбросов диоксида углерода в атмосферу. К экспорту российского газа это имеет непосредственное отношение, так как сжигание газа на электростанциях значительно меньше загрязняет атмосферу, чем сжигание угля, особенно бурого.

В то же время имеются и противодействия для экспорта российского газа в Европу. При этом потенциальное сокращение европейского рынка сбыта российского газа является не уменьшение потребности европейской экономики в газе, а вытеснение с европейских рынков газа, поставляемого из России по трубопроводам, сжиженным природным газом, поставляемым из стран Северной Африки и Ближнего Востока. Следует отметить, что европейские газопроводы могут принять регазифицированный сжиженный газ как из южноевропейских портов на Средиземном море и отправить этот газ по газопроводам на север, так и из североморских портов – на юг.

Другой фактор, противодействующий наращиванию поставок российского газа в Европу, – конкуренция старых и новых поставщиков газа. Это прежде всего поставки норвежского газа, преимуществом которого является гораздо большая близость к крупномасштабным потребителям в Европе, чем газа российского поставщика (Газпрома). Еще одним существенным конкурентом является алжирский газ. Как уже отмечалось в предыдущем разделе, поставки уже идут из других африканских стран (Египет, Нигерия), ожидаются из стран Ближнего Востока и из Каспийского региона.

В настоящее время поставщики газа из центральноазиатских государств (Казахстана, Туркменистана) перекачивают свой газ в Европу через Россию, что естественно укрепляет позицию России на европейском рынке, но развитие ситуации в мировых хозяйственных связях порой бывает трудно предугадать.

И наконец, не следует исключать такой серьезный фактор, препятствующий расширению влияния России, как разработка и развитие технологий производства и использования альтернативных видов топлив (атомных электростанций нового поколения, возобновляемых источников энергии, отличающихся своей экологичностью).

Возможности для наращивания российского экспорта газа в Европу безусловно имеются [133]. Во-первых, может быть интенсифицирована добыча в Надым-Пур-Тазовской нефтегазоносной провинции, привлечены гигантские ресурсы п-ва Ямал (в 2007 г. начинается освоение крупнейших Бованенковского и Харасавэйского месторождений), открыты огромные месторождения на шельфе северных морей (Штокмановское, Русановское, Ленинградское) и др.

Особенность российского экспорта газа на европейский рынок заключается в том, что не найдется ни одной крупной экспортноориентированной страны, которая была бы так сильно привязана к чужим транспортным магистралям для доставки импортерам своего газа. Российский газ в своем движении по Европе пересекает границы 14 государств, при этом две трети поставок проходят через три государства и еще около одной пятой – через четыре. Почти 80% российского экспорта проходит через Украину. Высок удельный вес транзита через Белоруссию, Чехию, Словению и Польшу [134]. Вот почему вопросы транзита и переговоры по Протоколу Энергетической Хартии по транзиту имеют такое большое значение для России [135].

Напомним, что целью протокола Энергетической Хартии по транзиту является формирование четких международных правил игры, регулирующих трансграничную транзитную транспортировку газа по газопроводам, иначе говоря, реализация принципа свободного транзита. При обсуждении Протокола о транзите выявились различия в понимании ряда принципиальных вопросов транзита российского газа в Европу. Европейский Союз предлагает создать Организацию региональной экономической интеграции (ОРЭИ). Российская сторона настаивает на введении т.н. «правила первого отказа» для действующих транзитных поставщиков в рамках действующих контрактов, в

основном долгосрочных. Не решен окончательно вопрос о методологии расчета тарифов. Особенно важным является разрешение противоречий в трактовке самого понятия «транзит». В период до 1 мая 2004 г. транзитное плечо для российского газа начиналось от границ России со странами СНГ и заканчивалось на границе государств, входящих в Европейский Союз (ЕС-15). После 1 мая 2004 г., когда произошло расширение границ Европейского Союза (прибавилось еще 10 государств), пункты сдачи-приемки российского газа стали располагаться в пределах территории ЕС (ЕС-25). Иначе говоря, граница ЕС приблизилась к России, но пункты сдачи-приемки российского газа остались прежними. Это стало означать, что внутри расширенного Европейского Союза перестало существовать различие в понятиях, характеризующих различные виды транспортных потоков – транспортировка, экспорт, импорт, транзит – ко всем к ним в рамках концепции «свободного движения товаров» стали применять принцип недискриминации. Следовательно, транзитных поставок российского газа в рамках ОРЭИ не существует.

Что же касается т.н. «права первого отказа», предоставляющего экспортеру, имеющему долгосрочный контракт на поставку, у которого права транзита через третьи страны гарантируются только краткосрочными транзитными соглашениями, возможность первым возобновлять эти соглашения, когда срок их истекает, то такая норма в Протоколе о транзите отсутствует и ее включение в Протокол является предметом спора.

Разными являются предложения России и ЕС о тарифных ставках. Российская сторона настаивает на установлении тарифов на основе издержек, ЕС – предлагает определять их через аукционы.

Постепенное решение спорных вопросов может быть осуществлено путем переговоров и выработки компромиссов, решающих долгосрочные экономические и юридическо-правовые вопросы взаимоотношений экспортера и импортеров газа.

Как уже отмечалось, большое значение имеет выработка взаимосогласованной политики в области газового бизнеса между странами СНГ. Доказанные запасы стран СНГ (Казахстана, Туркменистана, Узбекистана, Азербайджана) составляли на конец 2005 г. 9,1 трлн м³ [6]. Россия заключила еще в 2003 г. Соглашение о сотрудничестве в газовой отрасли с Туркменией, согласно которому Туркменистан обязался в течение 25 лет поставлять газ в Россию. В 2005 г. Газ-экспорт закупил у Туркменистана 4 млрд м³ газа по 44 долл./тыс. м³. В 2006 г. объем поставок туркменского газа в России будет доведен до 30 млрд м³, но уже по цене 65 долл./тыс. м³. Поставка туркменского газа в Россию осуществляется через систему транзитных газопроводов «Средняя Азия – Центр» (проектная производительность 68,8 млрд м³), проходящую через территории Узбекистана и Казахстана в Россию.

В 2002 г. Газпром и Узбекнефтегаз заключили соглашение о стратегическом сотрудничестве в газовой отрасли, согласно которому газ с узбекского месторождения Шахпахты будет транспортироваться на север до соединения с магистралью «Средняя Азия – Центр» (САЦ) и далее в Россию.

Значительные объемы газа отправляет в Россию Казахстан. Большие планы у компании Газпром в отношении Казахстана. В 2003 г. Газпром, ЛУКОЙЛ создали совместную компанию Центркаспнефтегаз для освоения перспективного месторождения «Центральное», а также ряда других месторождений. Ключевой проблемой во взаимоотношениях России и стран Центральной Азии является модернизация и расширение газотранспортной системы в северном направлении и, прежде всего, системы САЦ (увеличение мощности до 70–80 млрд м³ по всей длине системы вплоть до границы с Украиной).

Пока взаимоотношения России и стран ЦАР развиваются благоприятно, однако подводные камни имеются. Туркменские и казахстанские газовые компании ставят вопрос о повышении цен на свой газ для России, рассматривают возможность повышения тарифов на транспортировку туркменского газа через Казахстан, ищут альтернативные пути транспортировки газа [137].

В этой связи большую роль могло бы сыграть образование Евразийского газового альянса, который координировал бы управление потоками газа, устанавливал тарифы, вел

взаимовыгодную ценовую политику, направляя усилия на формирование единого рынка газа СНГ [138].

Продолжает оставаться напряженной ситуация во взаимоотношениях России и Украины на газовом фронте. В начале 2006 г. после острого кризиса был подписан пятилетний контракт Газпрома и вновь созданной структуры РосУкрэнерго по объемам поставки, ценам и тарифам на российский газ, поступающий в Украину.

По недавно введенному в эксплуатацию газопроводу «Голубой поток» в 2005 г. должно было быть поставлено в 2005 г. 6 млрд м³, 2006 г. – 8 млрд м³, 2007 г. – 10 млрд м³, 2008 г. – 12 млрд м³, 2009 г. – 14 млрд м³, 2010 г. – 16 млрд м³. Фактически в 2005 г. было поставлено 4,5–5,0 млрд м³ газа. Некоторое отставание от графика было связано с тем, что в связи со сменой кабинета министров в Турции несколько изменились взгляды на темпы роста экономики страны (планы прежнего кабинета были сочтены слишком амбициозными); соответствующим образом несколько изменилась ситуация с газификацией турецкой экономики. В связи с сокращением спроса на газ в Турции рассматриваются варианты транзита российского газа через турецкую территорию [139]. С этой целью изучаются возможности поставок газа через Турцию в Грецию и дальше на юг Италии и возможно в Израиль. Известно, что проект небольшого газопровода – перемычки из Турции на Балканы уже реализуется.

В связи с ростом спроса на газ в Европе осуществляется ряд грандиозных проектов.

Проект Ямал – Европа. Газотранспортная система должна соединить газовые месторождения п-ва Ямал (Бованенковское, Новопортовское, Харасавэйское) с немецким городом Кассель. Характеристики проекта представлены в табл. 2.40.

Таблица 2.40

Характеристики проекта Ямал – Европа

Маршрут	Длина, км	Число ниток	Диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Число компрессорных станций
Ямал – Торжок	2530	3	1420	7,4	32
Торжок Крупинская	402	2	1420	8,3	4
Белоруссия	575	2	1420	8,3	5
Польша	682	2	1420	8,3	5
Германия	1730	1	1010–1220	9,85	5

Первоначально строились и строятся в настоящее время участки газотранспортной системы в Германии, Польше и Белоруссии, т.е. строительство идет с конца трубопровода. Участок Ямал – Ухта (1220 км) с целью подключения ямальских месторождений будет сооружен на заключительном этапе реализации проекта, а пока система будет загружена с месторождений Надым-Пур-Тазовского нефтегазозоносного района, прежде всего с месторождения Заполярное. Суммарные инвестиции на реализацию проекта Ямал – Европа оценены в 45–50 млрд. долл.

В 2005 г. был введен польский участок газопровода Чехонув – Шаногулы протяженностью 682 км пропускной способностью 28 млрд м³/год. Стоимость газопровода (с учетом процентов за кредит) – 2 млрд долл. [140].

Еще одна крупнейшая экспортная газотранспортная система «**Североевропейский газопровод**» (СЕГ) задумана как бросок через Балтийское море в страны Северо-Западной Европы. Уникальность этого проекта, обеспечивающего экспорт до 55 млрд м³ газа и оцененного примерно в 5 млрд. долл., заключается в том, что впервые газовая трасса свяжет Россию с крупнейшим европейским рынком без посредников. Из множества вариантов трассы (через Балтийское море и по территории Финляндии, Швеции, Дании; через прибалтийские государства Эстонию, Латвию и Литву в Калининградскую область и далее по дну Балтийского моря в Германию; по дну Балтийского моря непосредственно в Германию) выбран последний.

В базовом исполнении газопровод будет состоять из двух участков: сухопутного и морского. Первый пройдет по территории Вологодской и Ленинградской областей от Грязовца до Выборга по уже действующему газотранспортному коридору в направлении

Финляндии. Протяженность трассы – 897 км, необходимые инвестиции – около 1,8 млрд. долл. На сухопутном участке построят семь компрессорных станций, последняя из которых будет находиться в бухте Портовая вблизи Выборга. Именно в этом месте СЕГ погрузится в Балтийское море, по дну которого протянется еще на 1189 км. Тем самым «Газпром» установит еще один мировой рекорд в области морского газопроводного транспорта. Для сравнения, длина морского участка «Голубого потока» от российского до турецкого берега составляет около 400 км. Правда, максимальная глубина залегания «Голубого потока» достигает 2150 м, чем Балтика никак похвастать не может. Поэтому, несмотря на значительную протяженность, СЕГ является в техническом отношении менее сложным проектом, чем «Голубой поток».

Соединение СЕГ с немецким городом произойдет в районе Грейфсвальда. В случае необходимости СЕГ может быть дополнен газопроводами-отводами для подачи газа в Калининградскую область, Финляндию, Швецию, Данию и другие страны.

Если со временем положительно решится вопрос с поставками российского газа в Великобританию, то СЕГ станет длиннее еще примерно на тысячу километров. В таком случае газопровод пройдет по северу Германии, затем пересечет Нидерланды и уже по дну Северного моря попадет в английский город Бэктон, Немецкий, голландский и североморской участки магистрали обойдутся «Газпрому» еще примерно в полтора миллиарда долларов. Таким образом, максимальная длина СЕГ может составить порядка трех тысяч километров, а общий объем инвестиций около 8,0 млрд. долл.

При сооружении СЕГ может расширяться круг и углубиться теснота связей российского газового гиганта Газпрома с немецким энергетическим концерном E.ON. При этом немецкое участие в проекте кроме совместного строительства газопровода может расширяться путем участия немецких компаний в разработке российских месторождений, которые должны будут питать строящийся газопровод газом. В свою очередь, Газпром получит более широкий выход к сбыту газа непосредственно немецким потребителям [141].

Проект СЕГ затрагивает геополитические интересы многих стран. Интересы России и Германии очевидны: расширение российского присутствия на европейском газовом рынке, надежное снабжение газом стран Северо-Западной Европы, в первую очередь Германии, которая получает доступ к разработке газовых месторождений в Западной Сибири. Поддержку СЕГ оказывает Великобритания, которая одобряет диверсификацию источников поставки газа, особенно в свете падения собственной добычи.

Активную жесткую критику в адрес СЕГ высказывают Польша и страны Балтии, что также понятно, поскольку они, в частности, Польша теряют потенциальные пошлины за прокачку газа, но, главное, рассматривают сооружение газопровода как способ политического воздействия на них. Польша и страны Балтии предложили проект альтернативного газопровода «Янтарь», проходящего через их территорию в Европу.

Первая очередь СЕГ пропускной способностью 27,5 млрд м³/год должна войти в строй в 2010 г. Вторая очередь строительства газопровода позволит увеличить пропускную способность СЕГ до 55 млрд м³/год к 2013 г.

Отметим, что проект СЕГ ни в коей степени не умаляет значения действующих маршрутов газа в Европу через Украину и Белоруссию, Польшу. Это подтверждают ведущиеся работы по модернизации существующих и строительству новых участков газопроводов. Главная цель сооружения СЕГ – улучшение надежности подачи российского газа в Европу.

В связи с возрастанием спроса на газ в регионе Северо-Восточной Азии и с целью расширения географии российского газового экспорта намечены проекты **экспорта газа в Китай**. В качестве сырьевых источников избраны газоконденсатные месторождения Иркутской области (Ковыктинское месторождение) и Республики Саха-Якутия (Талаканское, Ботубинские и Чаяндинское газоконденсатные месторождения). Подача газа в Китай возможна по нескольким маршрутам (табл. 2.41).

Возможные проекты экспорта газа в Китай

Показатели	Ковыкта		Газ Ямбургского месторождения
	через Монголию в Пекин	через Улан-Уде и Читу в Пекин	
Длина, км	2645	4485	5665
Число компрессорных станций	22	37	47
Инвестиции, млрд. долл.	8,0–8,4	10,2–10,6	12,0–12,4

Имеется также проект подачи газа в Шанхай через Синьцзянь-Уйгурский автономный район. В реализации этого проекта заинтересованы транснациональные компании Exxon Mobil Corp. и Royal Dutch/Shell. Есть также предложение о транспортировке газа южнокурских месторождений в Ю. Корею через Хабаровск. Длина такого газопровода 5265 км, в т.ч. по территории России 4383 км; диаметр трубы 1220–1440 мм; производительность – 34–44 млрд м³ газа в год, стоимость проекта 12,5 млрд. долл. Следует отметить, что при разработке указанных месторождений необходимо учитывать, что все они являются гелиеносными.

Конкурентным для России является проект газопровода из юго-восточной части Туркмении в Китай транзитом через Узбекистан и Казахстан, который активно реализует китайская нефтегазовая компания CNPC и который может ослабить позиции Газпрома в Туркменистане.

В стадии реализации находятся проекты **Сахалин 1** и **Сахалин 2**, разрабатываемые в режиме соглашения о разделе продукции. Проект Сахалин 1 является совместным предприятием Exxon Mobil Corp., India Oil and Natural Gas Corp., Роснефть и Сахалинморнефтегаз. Стоимость проекта 12,3 млрд долл. Согласно первой фазе проекта добыча газа составит 8 млрд м³ (на это потребуется 4,3 млрд. долл. из суммарных инвестиций по проекту).

По проекту Сахалин 2, который является совместным предприятием японских компаний Мицуи и Мицубиси, газ Лунского и Пильтун-Астохского месторождений по транссахалинскому газопроводу поступает на юг о. Сахалин, где планируется создание завода по сжижению природного газа мощностью 13,2 млрд м³/год. СПГ намечено реализовать в Японии, Южной Корее. Суммарные инвестиции в реализацию проекта – 8,5 млрд. долл.

Возможности газовых и нефтегазовых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока (Ковыктинское в Иркутской области, Юрубчено-Тухомского и Собинского в Красноярском крае, Чаяндынского в Республике Саха-Якутия, шельфовых месторождений о. Сахалин) таковы, что в период до 2020 г. могут быть полностью покрыты потребности в газе в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока и направлен экспортный поток газа в Китай, Японию, Ю. Корею, Монголию. По оценке «Газпрома» рост добычи газа в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока составит (млрд м³): 2005 г. – 2,0; 2010 г. – 24,1; 2015 г. – 38,0; 2020 г. – 40,5. При этом более половины добытого газа пойдет на экспорт. Гораздо более оптимистическую картину рисуют представители компании «Русиа Петролеум», владеющей лицензией на разработку Ковыктинского месторождения. По их оценке объем добычи и потребления газа может составить порядка 88,0 млрд м³ в 2020 г. (табл. 2.42).

В более отдаленной перспективе возможна реализация проекта освоения Штокмановского месторождения, расположенного в Баренцевом море в 500 км от Мурманска. Запасы газа этого месторождения 3 трлн м³. В разработке месторождения кроме российских компаний Росшельф, Роснефть заинтересованы также иностранные компании Conoco Phillips, Total Fina Elf SA, Norsk Hydro SA и Fortum Oy. Первая фаза проекта оценивается в 15–20 млрд. долл., а весь проект в 40 млрд. долл.

При разработке месторождений арктического побережья (например, Харасавэйского) или шельфа могут быть использованы нетрадиционные технологии GTL (gas-to-liquids), т.е. превращения природного газа в химические продукты (в частности, диметиловый эфир).

Таблица 2.42

Баланс добычи и потребления газа в Восточной Сибири и Дальнем Востоке и возможности экспорта (млрд м³)
[142]

Показатели	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Добыча	2,9	3,9	42,9	74,9	88,0
Потребление	2,9	3,9	42,9	74,9	88,0
в т.ч.					
внутри РФ	2,9	3,9	10,4	14,4	17,5
на экспорт	–	–	32,5	60,5	70,5
из них					
в Китай	–	–	15,0	25,0	25,0
в Японию	–	–	5,0	10,0	15,0
в Ю.Корею	–	–	12,0	25,0	30,0
в Монголию	–	–	0,5	0,5	0,5

Глава 3. Сжиженный природный газ – новый фактор мирового энергетического рынка

3.1. Введение

В последние 30 лет на мировом энергетическом рынке все более заметным становится такой вид энергоносителя, как сжиженный природный газ.

Сжиженный природный газ (СПГ)¹, как новый фактор энергетического рынка, характеризуется несколькими своеобразными особенностями.

Производство и потребление СПГ носит ярко выраженный анклавный характер.

Производство, как правило, сосредоточено на территориях, обладающих значительными запасами газа, но расположенных в отдалении от районов крупномасштабного потребления. Наоборот, потребление сосредоточено на территориях, не имеющих собственных энергетических ресурсов и условий для прокладки туда газопроводов. Производство и потребление СПГ характеризуется приморским типом размещения, отличается высокой пространственной концентрацией и экспортной освоенностью территории. Это – капиталоемкая отрасль. Система снабжения СПГ представляет собой жестко связанную конструкцию, в достаточной степени монополизированную. Контракты на поставку СПГ имеют долгосрочный характер (20–25 лет).

Подотрасль СПГ представляет собой производственно-транспортную систему, связывающую приморские страны-производители и страны-потребители природного газа. Производство и торговля СПГ цементирует эту производственно-транспортную систему, вовлекая в нее новых участников, так что она постепенно превращается в «коридор роста» (по аналогии с «точками роста», каковыми являются некоторые наукоемкие производства) [143]. Эти «коридоры роста» обладают свойством притяжения. Они вовлекают в свой круг все новых участников, создавая «по ходу» газового потока новых потребителей, которые часто не ограничиваются только энергетическим использованием газа, а развивают глубокую переработку газа, сопутствующие и обслуживающие отрасли, что, в конечном счете, приводит к формированию новой региональной и отраслевой структуры хозяйства.

Возвращаясь еще раз к аналогии с «точками роста», отметим, что производственно-транспортная система СПГ обладает, кроме прямого, также косвенным воздействием на развитие экономики. Для обеспечения этой системы оборудованием получают заказы машиностроительные, кораблестроительные заводы; появляются заказы и новые рабочие места у проектно-строительных фирм, осуществляющих сооружение заводов сжижения и регазификации, хранилищ, терминалов, портов и т.п.

В странах, вовлеченных в «коридор роста», идет развитие потребления газа как за счет сооружения газораспределительных сетей и расширения географии поставок, так и за счет вовлечения новых потребителей (кроме электроэнергетики и коммунально-бытового сектора также получение моторных топлив и химических продуктов из природного газа).

Характеристику подотрасли СПГ следует дополнить тем, что внутри указанной производственно-транспортной системы проявляется агломерационный эффект в местах скопления населения и производства.

В то же время необходимо отметить, что система СПГ пока не обладает такой гибкостью и подвижностью, как мировая система торговли нефтью, во-первых, из-за относительно небольших объемов, а во-вторых, из-за жесткости конкретных обязательств, связывающих поставщика СПГ с покупателем газа. Однако и в систему СПГ постепенно проникают формы торговли, характерные для нефтяного рынка: наряду с долгосрочными контрактами получают распространение краткосрочные контракты и «спотовые» (разовые) сделки.

¹ по западной терминологии LNG (liquefied natural gas)

СПГ – это обычный природный газ, который для облегчения его транспортировки и хранения путем охлаждения до $-161,5^{\circ}\text{C}$ трансформируется в жидкое состояние. По своей теплотворной способности 1 л СПГ эквивалентен 0,67 л бензина или 1,13 л дизельного топлива (солярки). Заправка им автомобиля или другого транспортного средства занимает примерно столько же времени, сколько и при использовании обычного жидкого топлива. Эксплуатация наземных транспортных средств, работающих на СПГ, более безопасна, чем при применении бензина.

СПГ используется в периоды резких колебаний спроса, а также в качестве нового перспективного топлива для наземных и морских транспортных средств. Постоянно растет применение СПГ в качестве замены пропано-бутановых газовых смесей в районах, удаленных от магистральных газопроводов. СПГ позволяет эффективно использовать новые модели высокопроизводительных энергетических турбин с комбинированным циклом для выработки тепла и электроэнергии.

Главное преимущество СПГ заключается в возможности его трансконтинентальных перевозок с помощью крупнотоннажных криогенных супертанкеров, а также по суше в железнодорожных и автомобильных цистернах. Его можно хранить в больших количествах в наземных емкостях при нормальном давлении в таких районах, где геологические условия не подходят для строительства и эксплуатации крупных подземных хранилищ сжатого газа, которые обычно создаются в соляных пластах или в скальных породах.

Интерес к СПГ объясняется также острой необходимостью диверсификации источников и форм энергетического снабжения экономик многих стран в условиях возрастающей нестабильности поставок импортной нефти.

В последние годы рост производства и потребления СПГ продолжается [144].

3.2. Мировая система СПГ

3.2.1. Роль СПГ на мировом энергетическом рынке

Основой мировой энергетики являются горючие ископаемые – нефть, газ, уголь, составляющие более 85% потребляемых энергоносителей. Последние десятилетия стали переломными в структуре их баланса. Газ прочно занял ведущее место. Растущее использование природного газа – одна из важнейших проблем, вокруг которой формируется стратегия энергетики.

Потребление энергии, по прогнозу ряда экспертов, в ближайшие два десятилетия возрастет на 50%, что обусловлено развитием мировой экономики. Вместе с тем, все актуальнее становится необходимость охраны окружающей среды, которой энергетика наносит весьма существенный, порой угрожающий ущерб с необратимыми последствиями. На этом фоне ожидается опережающий рост производства и потребления экологически чистой энергии, прежде всего, природного газа.

Создание процесса получения СПГ явилось важным фактором расширения потребления природного газа. СПГ необходим для развития энергетики и всей экономики в ряде регионов мира, таких как Юго-Восточная Азия, Европа, США.

В настоящее время доля СПГ в балансе энергоносителей невелика, но темпы роста потребления СПГ достаточно высоки (порядка 7% в год, что вдвое выше, чем для природного газа и втрое – чем для нефти).

В последние 30 лет наблюдается рост производства СПГ в ряде стран, располагающих значительными запасами природного газа. Рост связан со стремлением увеличить рентабельность ресурсов, которые ранее не использовались. Для этих стран индустрия СПГ в течение многих лет была и является источником значительных доходов. Для стран-потребителей, куда подача газа по трубопроводам затруднена, СПГ является одним из составных элементов топливно-энергетического баланса.

Анализ данных о мировой добыче и экспорте природного газа свидетельствует о том, что время, когда трубопроводный транспорт был практически единственным средством

транспортировки газа, давно прошло и что доля СПГ в мировом экспорте природного газа постепенно, но неуклонно растет (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Доля СПГ в мировом экспорте газа [6, 145]

Годы	Мировой экспорт газа, млрд м ³	% от мировой добычи	в том числе			
			Экспорт по трубопроводу, млрд м ³	% от суммарного экспорта	Экспорт СПГ, млрд м ³	% от суммарного экспорта
1970	45,7	4,4	42,7	93,4	3,0	6,6
1975	125,4	9,9	110,7	88,3	14,7	11,7
1980	200,0	13,2	169,6	84,4	31,4	15,6
1985	228,9	13,1	178,6	78,0	50,3	22,0
1990	308,5	14,9	236,4	76,6	72,1	23,4
1993	347,1	16,1	264,1	76,0	83,0	24,0
1994	362,7	16,7	275,0	75,8	87,7	24,2
1995	374,0	17,0	281,0	75,0	93,0	25,0
1996	424,2	19,0	321,8	75,9	102,4	24,1
1997	433,0	19,5	321,7	74,3	111,3	25,7
1998	446,1	19,6	333,1	74,7	113,0	25,3
1999	484,7	20,8	360,5	74,4	124,2	25,6
2000	526,3	21,7	389,3	74,0	137,0	26,0
2001	554,2	22,5	411,2	74,2	143,0	25,8
2002	581,4	23,0	431,4	74,2	150,0	25,8
2003	623,7	24,1	454,9	72,9	168,8	27,1
2004	680,0	25,3	502,0	73,8	178,0	26,2
2005	721,5	26,1	532,7	73,8	188,8	26,2

В суммарной добыче газа СПГ составлял в 2005 г. 6,8% (в 1970 г. – 0,3%).

В середине 80-х годов экспорт СПГ рос темпом 6,4% в год. За 2001 г. объем производства СПГ вырос на 4,4%, в то время как рост мировой добычи газа составил 0,3%; в 2002 г. объем производства СПГ вырос на 4,9%, мировая добыча увеличилась на 2,9%, в 2003 г. рост объема производства составил 12,5%, в 2004 г. – 5,5%, что было заметно выше, чем темпы роста мировой добычи газа. В 2005 г. темп роста индустрии СПГ составил 6,1%, в то время как добыча газа выросла на 2,3% [6].

В течение многих лет перспективы развития бизнеса в области СПГ были неопределенными. И сегодня некоторые эксперты полагают, что СПГ останется относительно дорогим топливом с ограниченной нишей на рынке. На СПГ приходится лишь 26% суммарного объема международной торговли природным газом. По мнению этих экспертов шансы для СПГ стать полноправным товаром мирового значения невелики, особенно учитывая жесткую привязку цен на СПГ к ценам на нефть. Поскольку цены на нефть непрерывно растут, считают некоторые эксперты, потребители не обязаны использовать СПГ, они могут воспользоваться альтернативными видами энергии (обновленные атомные электростанции, возобновляемые виды энергии, новые экологически приемлемые угольные технологии). Эксперты ссылаются также на задержку ввода ряда ранее объявленных проектов [145]. Вместе с тем появились признаки изменения ситуации, сложившейся в последнее время в секторе СПГ. Промышленность СПГ становится более диверсифицированной по числу и географическому размещению заводов по сжижению природного газа, а круг покупателей расширяется. Заметным стал технический прогресс в этом секторе энергетического рынка, следствием чего стало снижение издержек на производство и транспортировку СПГ. В условиях строительства крупных заводов по сжижению, мощных танкеров-метановозов возросла конкурентоспособность СПГ по сравнению с другими энергоносителями. Существенно активизировалась торговля СПГ во многих регионах мира, как в развитых, так и в развивающихся странах. По оценке экспертов доля СПГ в мировой торговле природным газом достигнет 30% в 2010 г. [145].

3.2.2. Технологическая цепочка производства СПГ

Перечисленные особенности подотрасли СПГ обусловили также характер технологии его производства и применения. Технологическая цепочка производства и применения СПГ состоит из следующих элементов:

- газопровод, соединяющий месторождение с берегом;
- завод по сжижению газа на берегу, терминал по отправке, включающий порт, емкости для хранения СПГ, установки для загрузки судов (метановозов);
- флот метановозов;
- принимающий терминал и подразделение регазификации.

Хотя элементы различны по своей сути, технологическая цепочка СПГ требует высокой степени взаимодействия и взаимозависимости между поставщиками и потребителями. Каждое звено этой цепочки является частью интегрированной системы, протянувшейся от газовой скважины до конечного потребителя. Если хотя бы одно звено цепи не будет готово вовремя или пропущено по каким-либо причинам, весь проект производства и потребления СПГ может подвергнуться риску.

Для успешной реализации производственно-транспортной системы необходимо установить высокий фактор загрузки и длительный контрактный период от 20 до 25 лет, для того, чтобы окупить огромные инвестиционные затраты, так как ни поставщик, ни потребитель не могут легко изменить положение рынка сбыта или найти альтернативных поставщиков СПГ.

Как показывают данные табл. 3.1, объемы экспорта имеют тенденцию к увеличению. Запасы природного газа, предназначенные для организации экспорта СПГ, должны быть достаточными в целях поддержания производства в течение всего контрактного периода с излишком примерно 30%. Как правило, запасы в размере около 85 млрд м³ являются минимально достаточными для реализации небольших по размеру проектов СПГ с примерной мощностью 2,5–3 млрд м³/год. Для средних проектов (5 млрд м³) запасы должны быть не менее 160 млрд м³, а для крупных проектов (7–10 млрд м³/год) запасы должны быть порядка 230–325 млрд м³.

Традиционная схема (модель) поставок СПГ является интегрированной. Реализацию технологической цепочки, состоящей из добычи природного газа, его сжижения, транспортировки, регазификации на терминале приемки и распределения регазифицированного газа локальным потребителям осуществляют транснациональные нефтегазовые корпорации, национальные государственные нефтегазовые компании, а также энергетические и газовые компании – потребители газа по долгосрочным (20–25 лет) контрактам, основанным на принципе «бери и/или плати». Контракты включают условия продажи СПГ по ценам *cif*, увязанным с ценами нефти, но не ниже уровня, обеспечивающего инвесторам возврат инвестиций, вложенных в реализацию проектов СПГ. Интегрированная модель поставок СПГ представлена на рис. 14 [146, 147].

В 1990-е годы появились частично неинтегрированные схемы поставок, в которых компании-потребители приобретали СПГ непосредственно в портах отгрузки по ценам *fob*.

Появление значительного количества контрактов по продажам СПГ в условиях *fob*, тем не менее, не исключило основополагающего правила «бери и/или плати», характерного для долгосрочных контрактов. Сохранился также принцип привязки цен на СПГ к ценам на нефть.

Первой ступенью производства СПГ является завод по сжижению газа.

Схема технологических установок и вспомогательных производств типичного завода по сжижению природного газа приведена на рис. 15.

Поскольку СПГ вырабатывается и хранится при очень низких температурах, к сырью установок сжижения предъявляются жесткие требования: должны отсутствовать примеси, вымерзающие в процессе сжижения.

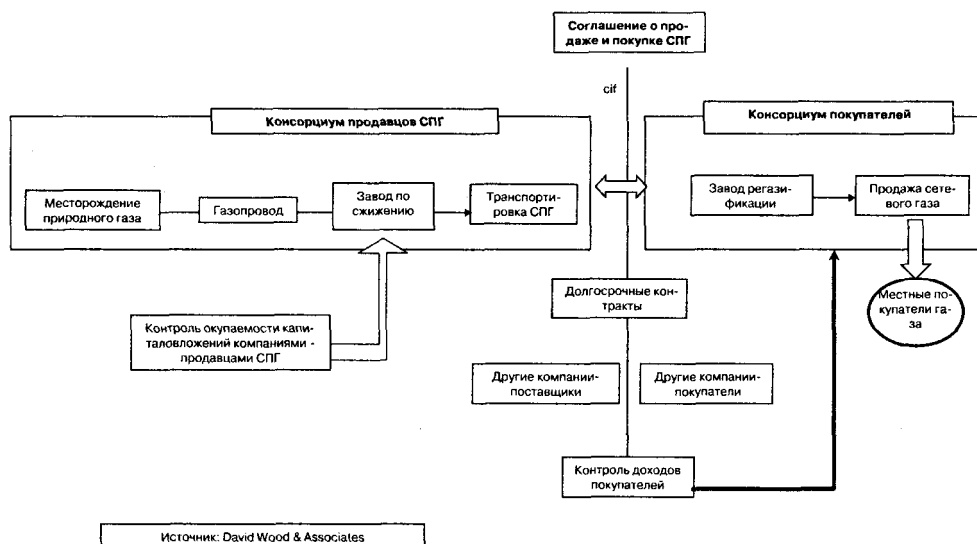


Рис. 14. Интегрированная (традиционная) модель поставок СПГ



Рис. 15. Технологическая схема завода по сжижению природного газа

Исходный газ поступает в фильтр-сепаратор, назначение которого удалить из потока твердые частицы и капли жидкости. Газ очищают от CO_2 аминными абсорбентами (обычно метилдиэтаноломином). После аминной очистки газ осушают молекулярными ситами. Иногда применяется одновременная очистка от CO_2 и воды молекулярными ситами, но этот способ применяется в случае, когда содержание CO_2 в газе не превышает 1%.

Сжижение природного газа при атмосферном давлении происходит при низкой температуре ($-161,5^\circ\text{C}$). Процессу сжижения предшествует упомянутая выше предварительная ступень охлаждения с целью выделения примесей, а также тяжелых углеводородов. Если газ содержит высокий процент двуокиси углерода, сероводорода, азота, необходимы дополнительные инвестиции в его предварительную обработку для снижения риска разрушения дорогостоящего оборудования в процессе сжижения. Степень калорийности газа может оказать существенное воздействие на стоимость и доходность готовой продукции. Газ с высоким содержанием тяжелых углеводородов может быть разделен на фракции, в этом случае товарными продуктами завода являются СПГ, этан и сжиженные пропан-бутановые фракции. Это увеличивает стоимость товарной продукции завода. Второй способ подразумевает сжижение тяжелых газов совместно с метаном и их транспорт в страну-импортер. Для такого газа устанавливается надбавка к цене.

Сжижение производится в серии теплообменников (испарителей, холодильных машин), которые обеспечивают последовательное охлаждение, полное сжижение и некоторое переохлаждение. Очистка и фракционирование реализуются, как и основной процесс охлаждения, под высоким давлением. Холод производится одним или несколькими холодильными циклами, позволяющими снизить температуру от +20°C до -161,5°C. Процесс сжижения завершается прохождением газа через дроссель, после чего давление снижается до атмосферного.

Установки сжижения являются крупными потребителями энергии. На практике эта энергия производится за счет потребления части сжижаемого природного газа (в тепловом эквиваленте порядка 12%) или же за счет побочных продуктов, получаемых при фракционировании.

Холодильный цикл, используемый при сжижении, состоит из холодильного агента, теплообменника-холодильника, расширительного устройства (снижающего температуру и давление холодильного агента) и теплообменника-нагревателя (осуществляющего перенос тепла природному газу), а также холодильника-экономайзера.

На современных установках сжижения природного газа применяется холодильная система со смешанным хладагентом. Очищенный газ подают в главный теплообменник, в котором его обычно охлаждают до температуры между -46°C и -73°C. Компоненты, которые могли бы вымерзнуть при температуре сжижения природного газа конденсируются в этом теплообменнике и отделяются в сепараторе. Затем холодный газ возвращают в главный теплообменник, где он полностью сжижается и переохлаждается. СПГ выходит из теплообменника при температуре от -151 °C до -159°C и направляется на хранение под давлением, близким к атмосферному.

Главный теплообменник – это набор пластинчатых (ребристых) теплообменников в общем стальном корпусе, который является опорной конструкцией низкотемпературного блока. Этот блок заполнен вспученным перлитом (теплоизоляцией).

В главный теплообменник подается под высоким давлением хладагент – в жидкой и газовой фазе. Этот двухфазный поток в теплообменнике конденсируется и выходит из него при температуре, очень близкой к температуре выходящего СПГ. Далее жидкий хладагент через дроссельный клапан возвращается при низком давлении в главный теплообменник, через который проходит снизу вверх. Испаряясь при низком давлении, хладагент охлаждает и конденсирует природный газ.

Одноконтурная система со смешанным хладагентом – простая и эффективная схема получения СПГ.

Применяются также более сложные системы с несколькими контурами хладагента.

Технологические схемы получения СПГ характеризуются термодинамическими КПД и отличаются различной способностью гибкой эксплуатации.

На большинстве действующих предприятий по сжижению природного газа используется технология американской фирмы Air Products and Chemicals Inc. (процесс APCI). На алжирских заводах использованы технологии французской фирмы Technip (процесс TEAL) и американской компании Prichard Corp. (процесс PRICO). На предприятии, расположенном на Аляске, применяется технология американской фирмы Phillips Petroleum (процесс Cascade).

Из пяти строящихся установок четыре используют процесс APCI. В проекте Atlantic LNG в Тринидаде и Тобаго применяется оптимизированный процесс Cascade.

Заводы по сжижению природного газа первого поколения, введенные в эксплуатацию в 1965–70 гг. (первые алжирские заводы, установки на Аляске и в Ливии), имели показатели удельных капитальных затрат на уровне 540 долл на 1 т СПГ¹. Заводы, построенные в период 1971–75 гг. и 1976–1980 гг. имели удельные капитальные вложения 400 долл./т, в период 1981–1985 гг. – 350 долл./т. Исключением можно считать завод в Австралии, удельные

¹ Эти и последующие данные об удельных капитальных затратах на строительство заводов СПГ приведены в долл. США 1996 г.

затраты в сооружение которого составили 560 долл./т, а также пущенные в период 1991–1995 гг. заводы в Малайзии и Абу-Даби – 415 долл./т. В среднем, удельные капиталовложения в заводы, построенные и запущенные в 70-е – 90-е годы (заводы второго поколения) имели удельные капитальные затраты порядка 400 долл./т. Проекты, реализованные в 1996–2000 гг. имели удельные капвложения 250 долл./т, а отдельные заводы, введенные в эксплуатацию в 2000–2005 гг. – даже 200 долл./т.

Можно считать, что недавно введенные в строй заводы по производству СПГ (заводы третьего поколения) характеризуются средней величиной удельных капитальных затрат порядка 220–260 долл./т. Эксперты утверждают что за счет технологических усовершенствований в ближайшие 20 лет удельные капитальные затраты на сооружение заводов по производству СПГ могут быть снижены еще на 15–35%.

Второй ступенью производственно-транспортной системы СПГ является терминал с соответствующей инфраструктурой (хранилища, наливные эстакады и т.п.), где осуществляется загрузка танкеров-метановозов.

Третья ступень системы – транспортировка СПГ танкерами-метановозами от порта отгрузки до порта в стране – импортере. Поскольку метановозы транспортируют жидкость, находящуюся при очень низкой температуре (-160°C), на них установлено специальное оборудование, которое обеспечивает безопасность транспортировки при оптимальной экономической эффективности. В частности, необходимо избегать контакта СПГ со стенками судна, т.к. образующаяся при этом смесь взрывоопасна на воздухе. В настоящее время существует два вида метановозов: метановозы с самонесущими цистернами (призматической, цилиндрической или сферической формы); метановозы с цистернами, соединенными мембранами. Вместимость современных метановозов в среднем составляет 125 000–130 000 м³. Принципиальные характеристики метановозов: уровень заполнения – 98%; крейсерская скорость – 18 узлов; расход топлива – 0,22% для номинальных мощностей за один день пути (0,12% при возвращении), из которых 95% расходуют для приведения судна в движение и 5% для охлаждения цистерн. Метановозы являются по сути дела плавающими холодильными фабриками, поэтому инвестиции в их создание велики – примерно 200–240 млн.долл. Поскольку загрузка метановозов почти не зависит от длины трассы, стоимость транспортировки газа пропорциональна расстоянию между терминалом отправителя и терминалом получателя.

Следующей ступенью является терминальное хозяйство в порту страны-импортера. Здесь обычно расположен завод по регазификации. Принимающий терминал и завод по регазификации – самые простые и наименее дорогие звенья цепочки СПГ. Они включают в себя порт с оборудованием для разгрузки метановозов, хранилище для СПГ, установку регазификации и систему распределения газа. Типичное портовое оборудование стоит примерно 120 млн. долл. и не сильно варьируется в зависимости от величины терминала. Порт и хранилища СПГ могут составлять примерно половину стоимости установок приемки и регазификации. Размеры терминала, метановозов и резервуаров складирования СПГ соответствуют мощности завода по сжижению. Но в большинстве случаев, заводы по регазификации расположены в зонах с высокой плотностью населения, что требует множества предосторожностей, влекущих за собой значительные инвестиции.

3.2.3. Затраты в технологической цепи СПГ

Любая технологическая цепочка СПГ имеет специфические экономические характеристики. В частности, затраты на операции по сжижению и транспорту газа существенно зависят от следующих параметров:

- условия местности, где будет установлен завод по сжижению. Если рассматривать два завода, один из которых находится в индустриально развитой стране с развитой инфраструктурой, а другой в развивающейся стране, то будут выявлены расхождения в объеме инвестирования порядка 10%;
- мощность завода. Экономия на масштабе связана с мощностью завода. Например,

разница в объеме инвестирования между заводами с мощностью 5 и 10 млрд. куб.м/год позволяет снизить удельные капиталовложения на 25–30%;

- фактор загрузки мощностей. Значительный удельный вес постоянных затрат для всех звеньев цепи (сжижение – транспорт – регазификация) обуславливает чувствительность затрат к уровню использования оборудования;
- расстояние между терминалом загрузки и получения СПГ. Стоимость транспортировки СПГ практически линейно зависит от расстояния;
- выгоды, связанные с возможностью финансирования по привилегированной ставке. Значительный объем инвестиций и их перевод в амортизационные отчисления (возмещение инвестированного капитала) прямо коррелированы с реальной финансовой ставкой; издержки производства существенно зависят от этого параметра;
- налогообложение. Налогообложение может существенно увеличить цену продукции. Изменение налоговой ставки с 35% до 50% может увеличить цену СПГ более чем на 20%.

Принципиальные параметры для определения издержек производства СПГ и их распределения по стадиям переработки и транспортировки таковы: стоимость газа 16,5 долл./тыс. м³; норма амортизации – 8%; длительность инвестирования – 4 года; норма использования мощностей – 50% в первый год, 80% во второй, 100% в последующие; срок эксплуатации – 20 лет. Распределение издержек по стадиям производства представлено в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Структура издержек по стадиям производства СПГ

Стадии	долл./тыс. м ³	%
Сжижение, включая стоимость газа	48,5	54,4
Транспорт	30,7	34,5
Регазификация	9,9	11,1
Всего	89,1	100

На основании анализа ряда проектов по производству и транспортировке СПГ можно сделать вывод, что рентабельность таких проектов достигается при цене реализации СПГ у потребителя не ниже 110 долл./тыс. м³.

Имеются и другие оценки структуры издержек производства СПГ (%): добыча и поставка газа на завод сжижения – 12; сжижение – 58; транспортировка – 13; регазификация – 17. Повидимому в данном случае речь идет о поставках СПГ на короткое расстояние [148].

По мере наращивания мощностей издержки производства СПГ снижаются, о чем свидетельствует рис. 16 [148]. При этом мощность одной технологической линии в 70-е годы составляла 1,5 млрд м³/год, в 80-е годы – 3,0 млрд м³/год в 90-е годы – 3,6–4,7 млрд м³/год (после реконструкции 5,4–5,8 млрд м³). Мощность одной технологической линии в новых проектах 6,2–7,6 млрд м³/год.

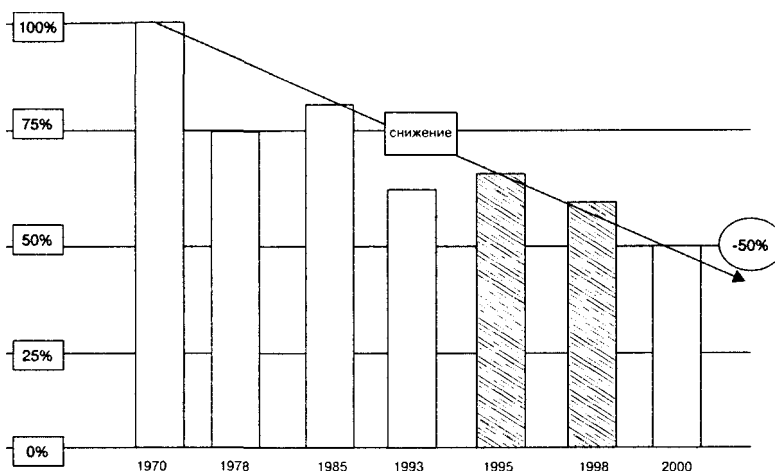


Рис. 16. Снижение издержек производства СПГ

Как правило, технико-экономические показатели по различным предприятиям по производству СПГ приводятся для данного конкретного предприятия. Сопоставление технико-экономических показателей выполнено в [149].

Рассмотрены следующие предприятия: компаний Oman LNG LLS в Калхате (Оман), Nigeria LNG Ltd в Бонни-Айленд (Нигерия), Qatar Liquefied Gas Co (Qatargas) в Рас-Лаффане (Катар), RasLaffan LNG Co. Ltd (Rasgas) в Рас-Лаффане (Катар), Atlantic LNG Co. в Тринидаде и Тобаго. Сопоставительный расчет был выполнен для условий Катара. В состав капитальных затрат была включена стоимость природоохранных объектов. Учитывалась разница в составе исходного природного газа. Затраты на вспомогательное оборудование, в сооружение хранилищ и терминалы были приведены к сопоставимому виду. Принимались во внимание специфические особенности каждого предприятия по использованию уже имеющейся производственной инфраструктуры, извлечению углеводородов C₃-C₄, серы. Сопоставительные данные приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Сопоставительные технико-экономические показатели по отдельным предприятиям по производству СПГ [149]

Показатели	Oman LNG	Nigeria LNG	Qatargas	Rasgas	Atlantic LNG
Мощность, млн т/год	6,9	6,1	6,4	4,8	2,9
Число технологических линий	2	2	2	2	1
Год объявления о проекте	1995	1993	1995	1992	1995
Год начала эксплуатации	Февраль 2000	Сентябрь 1999	Июнь 1999	Декабрь 1998	Март 1999
Применяемая схема	APCI	APCI	APCI	APCI	Cascade
Удельные капиталовложения, долл./т	200	300	400	250	280
Эмиссия CO ₂ , т/т СПГ	0,25	0,30	0,32	0,32	0,35

Структура капиталовложений на перечисленных выше предприятиях по производству СПГ такова (%): технологические установки – 38–42; вспомогательные установки – 14–20; хранилища – 11–19; прочие объекты, включая портовые сооружения – 22–25.

Выбор мощности установок диктуется рядом специфических причин, главными из которых можно считать: повторение уже имеющихся установок, величина спроса на СПГ, наличие действующих в этом пункте мощностей. При этом выбор мощности предприятия на уровне 3–4 млн.т/год определяется желанием продублировать мощность уже имеющейся установки и ограничениями на сбыт СПГ; выбор мощности на уровне 5 млн.т/год обосновывается более высоким спросом на СПГ и уменьшением удельных капиталовложений; выбор мощности 8 млн.т/год и выше диктуется большим потенциальным объемом продаж и низкими удельными капитальными затратами [150].

Заметным при росте мощностей установок является также снижение прямых эксплуатационных затрат: если прямые затраты для установки мощностью 3 млн.т/год принять за 100%, то для установки мощностью 4 млн.т/год они будут ниже на 5%, 5 млн.т/год – на 10%, 6 млн.т/год – на 15%, 7 млн.т/год – на 25%, 8 млн.т/год – на 34% [150].

Нужно отметить значительное влияние стоимости транспорта СПГ: она примерно в 6 раз превышает стоимость транспорта нефтяного сырья. Теоретически можно сравнить стоимость транспорта газа по трубопроводу со стоимостью транспорта СПГ, представленных в одинаковых количествах для потребителя. По этому критерию, СПГ не будет рентабелен, пока расстояние между терминалами не превысит 3000–5000 км. На практике, решения по вопросу транспорта газа принимаются в соответствии с техническими или геополитическими соображениями.

Суммарные капитальные затраты при реализации типичных проектов СПГ приведены в табл. 3.4.

Приведенные цифры являются средними. Более детальные данные по конкретным проектам могут отличаться как от нижних, так и верхних показателей указанного интервала. Наряду с величиной мощности завода на стоимость СПГ оказывает влияние также расстояние транспортировки СПГ. По данным одного из проектов (мощность 6,9 млрд м³/год) инвестиции в стадию добычи газа составили 1 млрд долл., завод по сжижению – 1,25 млрд долл., 5 танкеров-метановозов – 0,9 млрд долл, приемный терминал и

регазификационный завод – 0,6 млрд долл., итого – 3,75 млрд долл. Средневзвешенная норма рентабельности проекта составила 13,7% [151].

Таблица 3.4

Капитальные затраты по проектам СПГ, млн долл.

Элементы системы переработки и транспорта	Мощность	
	5 млрд м ³ /год	10 млрд м ³ /год
Завод по сжижению	1400–2000	2000–2800
Метановозы (объем 130000 м ³)	5 по 200–250	10 по 200–250
Терминалы и завод по регазификации	200–250	350–410
Всего	2600–3500	4350–5710

Ведущими компаниями, осуществляющими проектирование и строительство заводов по сжижению природного газа являются Bechtel Corp. (США), Chiyoda Corp. of Japan (Япония), JGC Corp. (Япония) и KBR (США). В последнее время к ним присоединилась компания Linde (Германия), реализующая норвежский проект Сновит [152]. Эти компании называют «клубом СПГ». Как правило, именно эти компании и их команды специалистов и менеджеров способны осуществить крупный проект СПГ. Именно эти компании выбираются инвесторами для строительства объектов мирового класса при ассигновании сумм, превышающих 5 млрд долл. Эти компании спроектировали и построили за последние 5 лет (2001–2005 гг.) порядка 10 объектов, часть из которых в новых местах, выполнив многочисленные технологические исследования, технико-экономические и коммерческие расчеты.

Маршруты следования СПГ отличаются расстояниями. Данные о протяженности отдельных маршрутов по доставке СПГ потребителю приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Примерное расстояние доставки СПГ потребителю

Экспортер	Импортер	Расстояние, км.
США, Аляска	Япония	5250
Бруней	Япония	3840
Алжир	Франция	640
Алжир	Бостон, США	5600
Абу-Даби	Япония	11000
Индонезия	Япония	5900
Зап.Австралия	Япония	8000

Ниже приведены результаты расчетов стоимости СПГ у потребителя в зависимости от мощности завода сжижения и дальности расстояния транспортировки. За основу взяты данные по проектам среднего (мощность 7,8 млрд м³/год), крупного (15,6 млрд м³/год) и сверхкрупного (23,4 млрд м³) заводов по сжижению газа при расстояниях доставки в 2000, 6000 и 12000 км (табл. 3.6) [153].

Таблица 3.6

Показатели стоимости СПГ в зависимости от размера проекта и дальности доставки [153]

Показатели	Мощность по СПГ, млрд м ³								
	7,8			15,6			23,4		
	Расстояние доставки, км			Расстояние доставки, км			Расстояние доставки, км		
	2000	6000	12000	2000	6000	12000	2000	6000	12000
Инвестиции, млрд долл.	4,70	5,48	6,60	7,78	9,34	11,59	10,48	12,82	16,19
Добыча и транспортировка газа	1,00	1,00	1,00	1,62	1,62	1,62	2,16	2,16	2,16
Завод по сжижению	2,20	2,20	2,20	3,57	3,57	3,57	4,75	4,75	4,75
Танкеры	0,40	1,18	2,30	0,80	2,36	4,61	1,20	3,54	6,91
Завод регазификации	1,10	1,10	1,10	1,79	1,79	1,79	2,37	2,37	2,37
Ежегодные затраты, млрд долл.	1,089	1,244	1,468	1,869	2,176	2,620	2,575	3,034	3,697
в т.ч.									
Фиксированные	0,705	0,822	0,991	1,167	1,401	1,739	1,571	1,922	2,429
Стоимость газа	0,192	0,192	0,192	0,385	0,385	0,385	0,577	0,577	0,577
Ежегодные эксплуатационные затраты	0,192	0,230	0,285	0,317	0,390	0,496	0,427	0,535	0,691

Показатели	Мощность по СПГ, млрд м ³								
	7,8			15,6			23,4		
	Расстояние доставки, км			Расстояние доставки, км			Расстояние доставки, км		
	2000	6000	12000	2000	6000	12000	2000	6000	12000
из них:									
Добыча и транспортировка газа	0,040	0,040	0,040	0,065	0,065	0,065	0,086	0,086	0,086
Сжижение	0,088	0,088	0,088	0,143	0,143	0,143	0,190	0,190	0,190
Эксплуатация танкеров	0,018	0,053	0,104	0,036	0,106	0,208	0,054	0,159	0,311
Горючее для танкеров	0,002	0,005	0,009	0,002	0,005	0,009	0,002	0,005	0,009
Регазификация	0,044	0,044	0,044	0,071	0,071	0,071	0,095	0,095	0,095
Цена СПГ у потребителя, долл./тыс. м ³	105,6	122,4	147,8	90,8	107,3	132,0	83,2	99,7	124,1

Обобщение результатов расчетов зависимости стоимости СПГ от мощности завода и расстояния транспортировки приведено в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Зависимость отдельных показателей СПГ в зависимости от величины проекта и расстояния транспортировки (%) [153]

Показатели	Мощность по СПГ, млрд м ³ /год			Расстояние транспортировки СПГ, км
	7,8	15,6	23,4	
Удельные капитальные вложения	100	82,7	75,0	2000
	100	85,0	78,0	6000
	100	87,8	81,7	12000
Цена СПГ у потребителя	100	85,9	78,8	2000
	100	87,6	81,4	6000
	100	89,3	83,9	12000

Как показывают расчеты, при увеличении мощности завода по производству СПГ удельные капиталовложения и цены снижаются, но степень снижения этих показателей ослабляется по мере увеличения расстояния доставки СПГ потребителю.

Рентабельность проектов по производству СПГ зависит от размера капиталовложений и стоимости исходного попутного газа. При росте стоимости проекта в 5 раз, его рентабельность может снизиться с 25% до 7,5%. При росте цены газа с 10 до 45 долл./тыс.м³ рентабельность снижается с 22% до 7%.

Существенное улучшение технико-экономических показателей производства СПГ определяют высокие темпы роста этого сектора энергетического рынка. По расчетам экспертов капиталовложения в реализацию проектов, намеченных к вводу в период 2003–2007 гг., составят 39,5 млрд. долл. Распределение этих капиталовложений по стадиям технологической цепочки производства, транспортировки и потребления СПГ приведены в табл. 3.8 [154].

Таблица 3.8

Капиталовложения в реализацию проектов СПГ (млрд долл.) [154]

Стадии технологической цепочки	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	Итого
Заводы по сжижению	2,1	3,0	5,0	5,5	5,5	21,1
Танкеры	3,6	2,5	2,0	2,5	1,5	12,1
Терминалы	0,8	0,5	1,0	2,0	2,0	6,3
Итого	6,5	6,0	8,0	10,0	9,0	39,5

В период 2006–2010 гг. в стадии реализации будут находиться 35 активных проектов СПГ, оцениваемые суммой в 50 млрд долл. В эту сумму, естественно, войдет часть инвестиций, приведенных выше. Большинство проектов осуществляются консорциумами компаний, среди которых самыми активными являются: BP, Chevron-Texaco, Conoco-Phillips, Газпром [155, 156].

3.2.4. Этапы становления рынка СПГ

Рынок сжиженного природного газа прошел пять этапов своего развития: от незначительного сегмента мирового рынка газа до высокотехнологичного, жизнеспособного направления энергетического бизнеса.

I этап – 60-е годы.

Первым экспортером сжиженного природного газа (СПГ) стали США. В 1959 г. компания Constock (Chicago Stockyard – Conoco LNG venture) осуществило отгрузку СПГ из штата Луизиана в Великобританию. Активное участие в формировании рынка СПГ приняла компания Shell, купив 40% акций в Constock, которая затем была переименована в Conch International Methane. Conch заключила соглашение о поставках СПГ из Алжира в Великобританию. Так появился первый международный проект по поставкам СПГ.

Conch держала 40% акций в Compagnie Algerienne de Methane Liquide (CAMEL) и выступала как ведущий акционер при строительстве первого в мире завода по сжижению природного газа в Алжире. Этот завод мощностью 2 млрд. куб.м/год начал работу в 1964 г. Процесс сжижения включал три цикла: пропан охлаждал газ до -30°C ; этилен снижал температуру газа до -100°C ; метан готовил газ к транспортировке в сжиженном состоянии при температуре порядка -160°C . Этот завод использовал паровые турбины для работы компрессора и морскую воду для охлаждения и получения конденсата. Conch оказалась способна решать проблемы молодой отрасли, связанные с сжижением газа до -160°C . Компания начала использовать «мембранный» резервуар, который позволял перевозить сжиженный газ на борту танкера. К этому периоду относится строительство танкеров для перевозки СПГ вместимостью 27500 м³ СПГ, которые обеспечили 10% спроса на газ в Великобритании. Затем был подписан контракт с Gaz de France на поставки СПГ во Францию.

В 1969 г. начал работать второй завод по производству СПГ в США (на Аляске) мощностью 1,5 млрд м³/год. Первый этап закончился вводом третьего завода в Марса-Эль-Брега (Ливия) мощностью 2,4 млрд м³/год. Завод был построен компанией Shell. На этом заводе была использована простая схема совмещения охлаждения и компрессии. Однако эта схема была не самая эффективная.

Следующие три этапа развития были ориентированы на решение технологических задач.

II этап – 1970-е годы.

Новые технологии были задействованы на заводе СПГ в Брунее производительностью 6,9 млрд м³/год, построенном компанией Shell в 1972 г. Впервые стал использоваться процесс охлаждения пропаном, который имел термодинамический КПД 90%.

Созданию завода по сжижению природного газа в Брунее предшествовал подписанный в 1970 г. контракт между японскими энергетическими компаниями из гг. Осака и Токио с компанией Brunei LNG Ltd. (совместное предприятие правительства Брунея, компаний Shell и Mitsubishi). Согласно контракту японские энергетические компании должны были покупать СПГ на условиях fob в объеме 20,9 млн м³/день.

В 1977–1978 гг. Индонезия присоединилась к странам-экспортерам СПГ, запустив два завода производительностью свыше 10 млрд м³/год каждый (в Бонтанге, северная часть Суматры; в Аруне, восточная часть Калимантана). Индонезийская государственная нефтяная компания Pertamina и компания Hufco были лидерами в реализации этого проекта. Через год в проекте Mobil Corp. в Аруне были использованы двухуровневые газовые турбины. Технологический процесс был модифицирован. Установка в Аруне имела 3 линии мощностью 2,1 млрд м³/год каждая, а установка в Бонтанге – 2 линии мощностью 2,2 млрд м³/год. Компаниями Abu Dhabi National Oil (Абу Даби), Mitsui (Япония) и British Petroleum (Великобритания) в 1977 г. был построен завод по сжижению природного газа в Абу-Даби (3 линии по 2,3 млрд м³/год каждая). В реализации проектов в Бонтанге и Аруне в качестве производителей СПГ фигурировали индонезийская нефтегазовая компания Pertamina, американская компания Mobil и индонезийско-японская компания. В качестве покупателей

индонезийского СПГ выступали японские энергетические и металлургические компании.

Хотя в 70-е годы в разных проектах использовались многочисленные технологические процессы, версия процесса по сжижению газа компании Air Products Inc. (ARCI) была преобладающей.

Газовые турбины быстро вытеснили паровые, поскольку были более надежными и доступными для широкого применения в производстве. При соединении газовых турбин непосредственно с компрессорной станцией получается преимущество за счет упрощения конструкции и снижения потерь топлива. Оказалось также, что цены газовых турбин были ниже, чем цены паровых турбин.

III этап – 1980-е годы.

Мировой рынок СПГ динамично развивался: число поставщиков СПГ увеличилось на треть, доходы от продаж возросли на 60%, несмотря на то, что в результате нефтяного кризиса 1979 г. многие контракты были прерваны. Были закрыты два распределительных терминала в США, приостановлены или аннулированы отдельные крупные проекты.

Только два новых завода СПГ вошли в строй в этот период: в Малайзии (г. Бинтулу), построенный в результате кооперации с Малазийской национальной нефтяной компанией (Petronas) в 1983 г.; мощность этого завода 10,2 млрд м³/год (3 линии); завод австралийской компании Australian Northwest Shelf (NWS). Этот завод начал работать в 1989 г.; строительство осуществляла компания Shell при технической поддержке других компаний; мощность завода 10,2 млрд м³/год (3 линии).

В 80-е годы наращивали мощности уже действующие заводы в Алжире и Индонезии. Так, в Алжире компанией Sonatrach в 1981 г. была осуществлена вторая фаза развития завода в г. Арзев (6 линий суммарной мощностью 8,3 млрд м³/год). Этой же компанией в 1981 г. была реализована вторая фаза строительства завода в г. Скикда (3 линии суммарной мощностью 4,1 млрд м³/год). В Индонезии продолжилось наращивание мощностей на действующих заводах в Аруне и Бонтанге: в Аруне в 1984 г. была осуществлена вторая фаза строительства (2 линии суммарной мощностью 4,1 млрд м³/год), а в 1986 г. – третья фаза (1 линия мощностью 5,2 млрд м³/год); в Бонтанге в 1983 г. были пущены 2 линии суммарной мощностью 4,4 млрд м³/год, а в 1989 г. одна линия мощностью 3,2 млрд м³/год.

В течение 80-х годов наиболее существенным технологическим новшеством стало внедрение воздушного охлаждения, которое впервые было применено на заводе компании NWS в Австралии. Оно стало применяться по причине введенных природоохранных ограничений на использование водного охлаждения в этом регионе. Позже этот процесс был применен и на других заводах для снижения издержек и сохранения окружающей среды.

IV этап – 1990-е годы.

Одной из ключевых проблем начала 90-х годов стало сокращение расходов за счет увеличения мощности с переходом к газовым турбинам и компрессорам. Наибольших успехов в решении этой задачи добилась компания Shell, с помощью процесса ARCI, разработанного для расширения мощностей завода в Малайзии. В 1995 г. здесь была реализована вторая фаза строительства завода в г. Бинтулу (3 линии суммарной производительностью 19,8 млрд м³/год). Это был первый завод, который начал использовать массивные газовые турбины мощностью 80 Мгв компании General Electric. На этом заводе был установлен рекорд мощности. За счет «эффекта масштаба» удельные капитальные затраты были снижены на 15–25%, удельный расход топлива – на 10–15%.

В 1999 г. компания Atlantic LNG of Trinidad & Tobago Ltd ввела в эксплуатацию новые мощности по сжижению газа в Тринидаде и Тобаго. Atlantic LNG представляет собой консорциум, в который входят BP PLC – 34%, BG Group PLC – 26%, Repsol-YPFSA – 20%, Cabot LNG LLC – 10% и NGC – 10%. Мощность завода – 4,1 млрд м³/год (одна линия). Компания Atlantic LNG осуществила снижение издержек за счет использования новейших технологических разработок и налаженной схемы поставок. Завод функционирует на оптимизированных каскадных процессах, разработанных компанией Phillips Petroleum Co, которые применяются на заводе СПГ в Кенае (Аляска, США). Основными потребителями

завода в Тринидаде и Тобаго являются США и Япония, с которыми заключены двадцатилетние контракты на условиях «плати или бери». Снижению издержек способствовала развитая инфраструктура. Завод был построен на месте старого нефтехимического комбината. Хотя капитальные затраты на реализацию этого проекта составили 900 млн. долл., компания ВР заявила, что удельные капитальные затраты на производство продукции снизились до 200 долл./т по сравнению с общемировыми 300 долл./т.

В 1993 г. и 1998 г. было осуществлено расширение мощностей комплекса по сжижению природного газа в г. Бонтанг (Индонезия). Сначала была введена технологическая линия мощностью 3,2 млрд м³/год, а затем – 7,2 млрд м³/год. В 1993 г. был реализован проект второй очереди завода на о. Дас в Абу-Даби (введены три линии суммарной мощностью 3,2 млрд м³/год).

В конце 90-х годов начал функционировать завод по сжижению природного газа в Катаре. В 1997 г. были введены 2 линии суммарной мощностью 5,5 млрд м³/год, в 1998 г. еще одна линия производительностью 2,8 млрд м³/год.

В июне 1999 г. начал работу завод по производству СПГ в Нигерии¹. Были введены в эксплуатацию 2 линии суммарной мощностью 8,0 млрд м³/год. В реализации проекта принимал участие консорциум фирм: National Nigerian Petroleum Corp. (Нигерия) – 49%, Shell – 25,6%, Elf (Франция) – 15%, AGIP (Италия) – 10,4%. Проект был объявлен консорциумом в ноябре 1995 г. В 1997 г. было выполнено предварительное технико-экономическое обоснование и в течение последующих 18 месяцев было осуществлено проектирование и строительство завода. В проектировании и строительстве принимали участие всемирно известные проектно-строительные фирмы: Technip (Франция), Snamprogetti (Италия), MW Kellogg (США), а также японская компания Japan Gasolin Corp. Место строительства завода было выбрано на о. Бонни в 40 км южнее г. Порт-Харкорт. В состав проекта входило сооружение 2 линий по сжижению природного газа с соответствующей инженерной инфраструктурой и газопровод длиной 217 км, соединяющий завод с месторождением. Каждая технологическая линия включает в свой состав газовую турбину, деметанизатор, деэтанализатор, депропанализатор и дебутанизатор, что обусловлено наличием в составе газа этана, пропана и бутанов, а также газового конденсата. Суммарное производство жидких продуктов составляет 0,3 млн. т/год. Для их транспортировки предусмотрены танкеры водоизмещением 35–40 тыс. т. В состав комплекса входят хранилища СПГ (общий объем 84,2 тыс. м³ и жидких продуктов (36 тыс. м³). Для транспортировки СПГ построено 7 метановозов емкостью 135 тыс. м³ каждый.

Проект нигерийского комплекса по производству СПГ имеет продолжение. В конце 2002 г. был осуществлен пуск третьей технологической линии мощностью 4 млрд м³/год. Оборудование третьей линии аналогично первым двум.

Суммарная мощность комплекса составила 12 млрд м³/год. Особенностью третьей технологической линии является то, что на ней получают также сжиженные нефтяные газы (объем производства пропана к 2007 г. достигнет 0,65 млн т/год, бутанов – 0,58 млн т/год, углеводородов C₅₊ – 1,23 млн т/год). Реализация СПГ предусмотрена в Испанию и Португалию. Сжиженный нефтяной газ предполагается использовать в качестве сырья для сооружаемого рядом нефтехимического комплекса, а также экспортировать.

Пятый этап (с 2000 г. по настоящее время) явился временем ввода крупных единичных мощностей и использования технических достижений в области сжижения газа.

3.2.5. Мощности по производству СПГ

Действующие мощности заводов по сжижению (на конец 2005 г.) приведены в табл. 3.9. В конце 2005 г. в мире действовало 74 установки сжижения на 18 заводах суммарной мощностью 217,4 млрд м³/год. Степень загрузки мощностей в 2005 г. составляла

¹ На примере этого проекта проследим за всеми этапами его реализации, изменением состава и перспективами развития производства и продаж СПГ[157].

87%.

Таблица 3.9

Действующие мощности по производству СПГ в мире (на конец 2005 г.) [158–163]

Местоположение	Оператор	Число технологических линий	Мощность, млрд м ³ /год	Год пуска	Технология
1	2	3	4	5	6
Африка					
Алжир, Арзев 1	Sonatrach	6	11,0	1978 1997	APCI
Арзев 2	Sonatrach	6	1,4	1981	APCI
Камель	Sonatrach	3	1,2	1964	Technip
Скикда 1	Sonatrach	3	7 0	1972	Technip
Скикда 2	Sonatrach	3		1981	Prico
Скикда 3	Sonatrach	1	5,5	2004	Technip
Ливия Марса Эль Брега	SirteOilCo.	3	3,5	1970	APCI
Нигерия о.Бонни, линия 1,2,3	NLNG	3	13,1	1999–2001	APCI
Египет Damietta	SeGas	1	6,9	2004	
Idku	Egyptian LNG	2	9,9	2005	
Итого		31	59,5		
Юго-Восточная Азия					
Индонезия					
Арун, фаза 1	PTArunLNG	1		1978	APCI
Арун, фаза 2	PTArunLNG	2	9,4	1984	APCI
Арун, фаза 3	PTArunLNG	1		1986	APCI
Бонтанг А/В	PT Badak LNG	2		1977	APCI
Бонтанг С/Д	PT Badak LNG	2		1983	APCI
Бонтанг Е	PT Badak LNG	1	31,5	1989	APCI
Бонтанг F	PT Badak LNG	1		1993	APCI
Бонтанг G	PT Badak LNG	1		1998	APCI
Бонтанг H	PT Badak LNG	1		2000	APCI
Малайзия					
Бинтулу MLNG1	NLNG	3	11,5	1983	APCI
Бинтулу MLNG2	NLNG	3	10,8	1995	APCI
Бинтулу Tiga	NLNG	2	10,8	2003	APCI
Австралия					
Барруп	North West Shelf (NWS)	3	10,8	1989	APCI
—»—	—»—	1	5,8	2004	APCI
Бруней					
Ламут	Brunei LNG	5	9,9	1972	APCI
Итого		29	100,5		
Ближний Восток					
Абу-Даби					
О. Дас, фаза 1	ADGAS	1	4,4	1977	APCI
О. Дас, фаза 2	ADGAS	1	3,5	1994	APCI
Катар					
Рас-Лаффан	Qatargas	3	11,5	1997, 2001	APCI
Рас-Лаффан	Ras-Laffan LNG	3	13,0	2004	APCI
Оман					
Калхат	Oman LNG	2	10,0	2000	APCI
Итого		10	42,4		
США					
Кенай, Аляска	Phillips	1	1,8	1969	Phillips
Тринидад и Тобаго	Atlantic LNG	1	4,1	1999	Phillips
	Atlantic LNG	2	9,1	2002, 2003	Phillips
Всего		74	217,4		

Примечания:

1) PTArun LNG принадлежит государственной нефтяной компании Индонезии Pertamina (55%), американской компании Exxon Mobil (30%), индонезийской JILCO (15%);

- 2) Badak LNG принадлежит Pertamina (55%), индонезийским компаниям JILCO (15%) и VICO (10%), американской компании Unocal (10%) и французской Total (10%);
- 3) MLNG владеют малайзийская государственная компания Petronas (60%), Royal Dutch/Shell (17,5%), Mitsubishi (17,5%), власти провинции Саравак(5%);
- 4) NWS принадлежит австралийским компаниям Woodside и BHP, американской компании Chevron, англо-голландской компании Royal Dutch/Shell, японским компаниям Mitsui и Mitsubishi, причем каждый участник имеет долю 16,66%;
- 5) 50% – Правительство султаната Бруней, по 25% Royal Dutch/Shell и Mitsubishi;
- 6) 51% акций ADGAS имеет государственная компания Abu Dhabi National Oil Co., Mitsui (24,5%), BP(16,33%), Total (8,17%);
- 7) СП Qatar General Petroleum Co. (65%), Exxon Mobil(10%), Mitsui (7,5%), Total(10%);
- 8) СП Qatar General Petroleum Co. (70%), Exxon Mobil (30%);
- 9) СП правительства Омана (51 %), Shell (30%), Total (5%), Mitsubishi, Marubeni (no 7%);
- 10) СПBP(34%), British Gas (26%), Repsol-YPFSA(20%), Cabot LNG (10%), Natural Gas of Trinidad and Tobago (10%).
- 11) Egyptian LNG (Idku) – Ministry of Petroleum Egypt, BP, Petronas, Gaz de France, Egyptian General Petroleum Corp.
- 12) Se Gas (Damietta) – Union Fenosa Gas (80%), Egyptian General Petroleum Corp., EGAS (20%)

В период 2003–2005 гг. введены новые мощности по сжижению природного газа. Завершено строительство третьего блока завода в Нигерии мощностью 4,5 млрд м³/год; пущены две технологические линии на заводе в Тринидаде и Тобаго суммарной мощностью 7,4 млрд м³/год; новая технологическая линия на заводе в Бинтулу (Малайзия) мощностью 10,5 млрд м³/год (проект «Tiga»); четвертая установка компании North West Shelf мощностью 5,8 млрд м³/год; третья установка в Катаре компании Rasgas в Рас-Лаффане мощностью 6,6 млрд м³/год. Кроме того проводится модернизация установки в Катаре компанией Qatargas (увеличение мощности на 2,1 млрд м³/год, а также завершено строительство завода по сжижению природного газа в Египте мощностью 6,9 млрд м³/год (проект «Damietta»). Суммарный прирост мощностей в 2002–2005 гг. составил 43,9 млрд м³/год [158].

Среди объявленных проектов, реализация которых намечена на период после 2005 г., следует назвать: создание четвертой и пятой технологических линий на заводе в Нигерии суммарной мощностью 11,6 млрд м³/год; четвертой и пятой линий на заводе в Тринидаде и Тобаго мощностью 8,8 млрд м³/год; строительство заводов по сжижению природного газа в Норвегии мощностью 5,7 млрд м³/год и в Египте мощностью 5,0 млрд м³/год (проект «Idku»). Первая очередь проекта Idku была введена на 15 недель раньше срока в 2005 г.

Кроме этого имеется большое количество потенциальных проектов, среди которых могут быть названы: два проекта в Нигерии (расширение комплекса на о. Бонни и нового комплекса в Западной Нигерии) суммарной мощностью 11,0 млрд м³/год; проект расширения заводов в Дамьетте мощностью 6,9 млрд м³/год и Идку мощностью 5,0 млрд м³/год в Египте; проекты создания новых заводов в Намибии мощностью 6,9 млрд м³/год и Анголе мощностью 9,7 млрд м³/год; проект расширения завода компании NWS в Австралии на 6,9 млрд м³/год; два проекта расширения заводов компании Rasgas и Qatargas в Катаре соответственно на 6,2 и 5,5 млрд м³/год; проекты расширения заводов в Омане на 4,1 млрд м³/год, Брунее на 8,2 млрд м³/год, в Бонтанге (Индонезия) – на 12,4 млрд м³/год; проекты расширения завода в Тринидаде и Тобаго на 6,6 млрд м³/год и создания нового завода в Венесуэле мощностью 5,5 млрд м³/год.

Начиная с конца 90-х годов в специальной литературе появились сообщения о проектах создания крупных заводов по сжижению природного газа. В частности, многократно упоминались австралийские проекты «Gorgon», «Bonaparte», «Bayu-Udan», «Sunrise»; индонезийский проект «Natuna», объявленный вначале как самый крупный проект по производству СПГ (мощность 19,5 млрд м³/год), но затем скорректированный до 6,5 млрд м³/год; американский проект «Alaska North Slope» мощностью 18,2 млрд м³/год; два проекта создания заводов по сжижению газа в Иране на базе месторождения Южный Парс суммарной мощностью 7,8 млрд м³/год; проект создания завода в Йемене мощностью 7,6 млрд м³/год; российский проект создания завода по сжижению на о. Сахалин мощностью 7,8

млрд м³/год.

Рынок сжиженного природного газа (СПГ) будет быстро расширяться. По оценке эксперта консалтинговой фирмы Douglas-Westwood Ltd (Кантербери, Великобритания) Стива Робертсона на развитие мировой индустрии СПГ в период 2003–2007 гг. будут затрачены капиталовложения в объеме 39 млрд долл.

По оценке Международного энергетического агентства суммарное потребление природного газа будет возрастать к 2025 г. среднегодовым темпом 2,8%, что выше, чем темпы роста потребления нефти (1,8% в год) и каменного угля (1,5%). Удельный вес природного газа в структуре топливно-энергетического баланса увеличится с 23% в 2003 г. до 28% в 2025 г. Общий рост спроса на природный газ является одним из наиболее значимых факторов роста индустрии СПГ.

Вторым важным фактором является рост импорта газа. Импорт растет в странах, не имеющих собственных ресурсов газа (Япония, Южная Корея, ряд европейских стран), развивающихся странах, имеющих относительно небольшие запасы газа, но высокие темпы роста его потребления (Китай, Индия), развитых странах, имеющих крупную газодобывающую отрасль, которая прошла пик своего развития (США, Великобритания).

Третьим важным моментом следует считать необходимость монетизации запасов газа труднодоступных месторождений.

Влияние указанных факторов обуславливает ускоренный рост спроса на СПГ.

В период 2005–2008 гг. намечено строительство 25 новых технологических линий по производству СПГ суммарной мощностью 162,1 млрд м³/год. Некоторые из намеченных проектов являются расширением действующих предприятий, другие – это новые объекты.

Прогноз ввода экспортных мощностей составлен на основе анализа оценок консалтинговых компаний Douglas-Westwood и Wood McKenzie и Gas Technology Institute, причем в перечень вошли только наиболее надежные по возможностям реализации проекты (табл. 3.10).

Таблица 3.10

Наиболее вероятные проекты новых заводов по сжижению

№№ п/п	Страна	Компания-оператор	Год пуска	Число линий	Мощность, млрд м ³ /год
1	Папуа – Новая Гвинея	Tangguh LNG	2008	2	10,5
2	Австралия	North West Shelf	2008	1	5,8
3	Австралия	Darwin LNG	2008	1	5,2
4	Россия	Сахалин – 2	2007, 2008	2	13,5
	Итого Азия			6	35,0
5	Катар	Ras Laffan LNG	2006	2	13,0
6	–»–	Qatargas II	2008	2	21,5
7	–»–	Ras Laffan LNG	2008, 2009	2	21,5
8	Оман	Qalhat LNG	2006	1	5,1
9	Йемен	Yemen LNG	2008	2	8,6
	Итого Бл. Восток			9	69,7
10	Нигерия	Nigeria LNG	2005, 2006	2	11,3
11	–»–	–»–	2007	1	5,7
12	–»–	Brass LNG	2009	2	11,0
13	Экваториальная Гвинея	Marathon	2007	1	5,0
14	Ангола	Chevron-Texaco	2009	1	5,5
	Итого Африка			7	38,5
15	Тринидад и Тобаго	Atlantic LNG	2005	1	7,2
16	Перу	Peru LNG	2008	1	6,2
	Итого Америка			2	13,2
17	Норвегия	Snohvit LNG	2007	1	3,7
	Всего			25	162,1

Список проектов, предполагающих обеспечение региона Атлантического бассейна (Восточное побережье США и атлантическое побережье Европы), приведен в табл. 3.11.

Таблица 3.11

Потенциальные поставщики СПГ для района Атлантического побережья [145]

Проекты и установки	Мощность, млрд м ³ /год
Расширяемые установки	
Atlantic LNG (установки № 2 и 3)	9,1
Nigerian LNG (№ 3)	4,5
RasLaffani NG(№3)	6,5
Итого	20,1
Возможное расширение	
Atlantic LNG (№№ 4 и 5)	8,8
Nigerian LNG (№№ 4 и 5)	10,5
Oman LNG (№3)	4,8
RasLaffanLNG(№4)	6,5
Итого	30,6
Предполагаемые новые проекты	
Angola LNG	4,1
Egypt, Damietta	4,1–6,2
Egypt, Union Fenosa	5,5–11,0
Egypt, Idku	4,1–6,2
Egypt, Shell	4,4
Iran LNG	11,0–13,8
Nigeria LNG (новый завод)	4,1–8,2
Venezuela, N.Paria	5,5
Venezuela, Jose	2,9
Norway, Snohvit	5,5
Итого	51,2–67,8
Всего	101,9–118,5

Перечень проектов, намеченных обеспечивать рынок АТР, приведен в табл. 3.12.

Таблица 3.12

Потенциальные поставщики СПГ на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона и западного побережья США и Мексики [145]

Проекты, установки	Мощность, млрд м ³ /год
Расширение действующих производств	
Malaysia Tiga 2003	9,4
North West Shelf, установка № 4	5,8
Ras Laffan (№ 3)	6,5
Bayu Undan	4,1
Qatargas	4,4
Итого	30,2
Возможное расширение	
Oman LNG (№3)	4,8
Bontang (установка № 1, фаза J)	8,3
Ras Laffan (№ 4)	6,5
Brunei LNG (№6)	5,5
Qatargas(№4 и №5)	9,7
North West Shelf (№5)	5,8
Итого	40,6
Возможные новые проекты	
Gorgon (Австралия)	9,7
Bayu-Undan (Дарвин, Австралия)	6,6
Tangguh	4,8–9,6
Papua-New Guinea	5,5
Сахалин 1 (Россия)	13,2
RasLaffan(№5 и №6)	9,7
Iran, South Pars	13,8
Сахалин 2(Россия)	6,6–13,2
Итого	69,9–81,3
Всего	140,7–152,1

По более поздним сведениям для обеспечения азиатского рынка, а также западного побережья США и Мексики, в качестве потенциальных предполагаются следующие проекты: Tangguh в Индонезии (мощность 9,7 млрд м³/год), North West Shelf № 5 в Австралии (мощность 6,2 млрд м³/год), Bontang № 1, фаза J (мощность 4,1 млрд м³/год), российский проект завода СПГ на о. Сахалин (мощность 11 млрд м³/год), Pacific LNG в Боливии (мощность 9,7 млрд м³/год), Camisea в Перу (мощность 5,5 млрд м³/год), Gorgon и Sunrise в Австралии (мощность соответственно 9,7 и 6,9 млрд м³/год), Yemen LNG в Йемене (мощность 4,1 млрд м³/год), South Pars в Иране (6,9 млрд м³/год) [150].

Следует отметить, что список проектов является чрезвычайно подвижным, поскольку отдельные объявленные проекты замораживаются или вообще аннулируются, у других сдвигаются сроки ввода, появляются новые проекты. Однако ряд упомянутых проектов можно считать в достаточной мере надежными, а сроки их ввода в эксплуатацию реальными, поскольку уже имеются соглашения о покупке СПГ со стороны фирм-потребителей.

В частности, индонезийский проект Tangguh, акционерами которого являются British Petroleum (37,2%), Mitsubishi Corp. (16,3%), Nippon Oil (12,2%), British Gas Group (10,7%), Konematsu Corp. (10,0%), Nissho Iwai Corp. (1,1%), China National Offshore Oil Co. (12,5%), уже имеет контракты на поставку СПГ компании Japan Gas Corp. (Япония), KBR (Ю.Корея), PT Perfafenikki (Индонезия), а также на китайский терминал в пров. Фудзянь. Акционеры проекта ищут дополнительные рынки на Филиппинах, Тайване, а также у других компаний в Японии и Ю.Корее.

Проект Tiga в Бинтулу (Малайзия), уже имеющий 2 установки, в мае 2003 г. пополнился третьей установкой. Суммарная мощность комплекса достигла 11,2 млрд м³/год. Акционерами комплекса Tiga являются: малайзийская национальная нефтегазовая компания Petronas (60%), правительство провинции Саравак (10%), Royal Dutch/Shell Group (15%), Nippon Oil (10%) и Diamonds Gas Netherlands (5%). Покупателями газа согласно заключенным контрактам являются японские компании Tokyo Gas, Osaka Gas (2,2 млрд м³), Tokyo Electric Power (0,7 млрд м³), Tohoku Electric Power (1,2 млрд м³), Japex (0,7 млрд м³), южнокорейская компания Korea Gas (2,8 млрд м³). Суммарный объем заключенных контрактов, большинство из которых долгосрочные, 7,6 млрд м³ (2/3 от мощности проекта).

В Австралии проект North West Shell № 4, имеющий мощность 5,8 млрд м³/год, обеспечен долгосрочными контрактами с японскими компаниями Kyushu Electric (0,7 млрд м³), Tokyo Gas (1,9 млрд м³), Osaka Gas (1,4 млрд м³), Chubu Electric (0,8 млрд м³), Tohoku Electric (0,6 млрд м³), южнокорейской компанией Korea Gas (0,7 млрд м³), а также Shell, компанией, которая взяла на себя обязанность обеспечить потребление продукции будущего завода по производству СПГ. Другой австралийский проект Darwin (называемый также Bayu Undan) мощностью 4,8 млрд м³/год обеспечен контрактами с японскими компаниями Tokyo Electric Power и Tokyo Gas на 17 лет с ежегодной покупкой 4,1 млрд м³ газа. Более того, японские компании – покупатели СПГ приобрели 10% акций проекта.

Египетские проекты Damietta призваны обеспечить СПГ страны Средиземноморья. В состав акционеров входят египетская национальная нефтяная компания EGPC, египетская газовая компания Egas, британская газовая компания BP Group, французская государственная компания Gaz de France и малайзийская государственная нефтегазовая компания Petronas. Продукция завода № 1 по проекту Damietta рассчитана на использование во Франции компанией Gaz de France. Завод № 2, проект которого был объявлен в 2003 г., должен обеспечивать продукцией европейские страны и США.

Нигерийский проект Nigeria LNG включает в свой состав очереди №№ 1 и 2, пущенные в эксплуатацию в 1999 г., очередь № 3, вошедшую в строй в 2002 г., а также очереди №№ 4 и 5, намеченные к вводу в 2005 г. Суммарная мощность проекта – 23,5 млрд м³/год. Акционерами проекта являются нигерийская национальная нефтяная компания NPC (49%), компания Shell Gas BVC (25,6%), французская компания Total LNG Nigeria Ltd (15,0%) и итальянская компания Agip International (10,4%). СПГ с заводов № 1 и 2 закупают компании: ENEL (Италия) – 3,5 млрд м³, Gas Natural (Испания) – 1,6 млрд м³, Transgas (Португалия) –

0,4 млрд м³, Botas (Турция) – 1,2 млрд м³, Gaz de France – 0,5 млрд м³; с завода № 3 – Gas Natural (Испания) – 2,7 млрд м³, Transgas (Португалия) – 1,0 млрд м³; с строящихся заводов № 3 и 4 СПГ будут покупать Transgas (Португалия) – 2,0 млрд м³. ENI (Италия) – 1,5 млрд м³, Shell Western (на американский рынок) – 1,5 млрд м³, Iberdrola (Испания) – 0,5 млрд м³, British Gas и др. – 3,3 млрд м³.

Американская компания Chevron-Техасо еще в 1999 г. объявила о начале реализации проекта по строительству завода по производству СПГ в Анголе. Мощность завода – 5,5 млрд м³/год. Участники проекта – Chevron – Техасо (32% акций), ангольская государственная компания Sonangol (20%), British Petroleum (12%), Total (12%), Exxon (12%), Norsk Hydro (12%). Покупателем должна стать компания Chevron – Техасо. Однако, несмотря на солидный состав участников проект пока не реализован.

Американская компания Marathon Oil разработала предварительное технико-экономическое обоснование строительства завода по производству СПГ в Экваториальной Гвинее мощностью 4,8 млрд м³/год. Компания Marathon и британская газовая компания British Gas подписали протокол о намерениях, согласно которому British Gas обязуется покупать 4,7 млрд м³ в год в течение 17 лет.

Крупное строительство намечено в странах Ближнего Востока. В частности, компания Qatargas намерена построить 4^й завод по производству СПГ мощностью 5,5 млрд м³/год. Основной потенциальный покупатель СПГ с этого завода – Испания. Строительство 5^{го} завода планирует компания Total для обеспечения растущего европейского рынка. Американский нефтяной гигант Exxon Mobil совместно с Qatargas обсуждают план создания еще двух заводов суммарной мощностью 9,7 млрд м³/год для проектируемых новых терминалов в США.

Другая компания по производству СПГ из Катара Ras Laffan LNG (Rasgas) ввела в 2004–2005 гг. два завода мощностью 6,5 млрд м³/год каждый. Сбыт продукции этих заводов осуществляется в Индию, причем на новые терминалы Дахэй и Когин предполагается поставлять соответственно 6,9 и 3,5 млрд м³ в год. Кроме этого, 4,8 млрд м³ в год покупает итальянская энергетическая компания Edison и 3,5 млрд м³ – корейская компания Korea Gas. Всего в Катаре в 2010 г. предполагается производить 62 млрд м³ СПГ.

В Омане на разных стадиях разработки находятся 7 проектов создания заводов по производству СПГ. Компания Oman LNG предполагает построить 3 новые установки. Создается новая компания Qalhat LNG, совладельцами которой являются правительство Омана (52% акций), компания Oman LNG (40%) и компания-потребитель Union Fenosa (8%). Новый завод имеет мощность 5,1 млрд м³/год. Часть СПГ намечено сбывать компании Union Fenosa.

В Западной Европе в 2006 г. начнет функционировать завод по производству СПГ на о. Мелкойя в Норвежском море. Мощность завода 5,8 млрд м³/год, стоимость проекта – 6,3 млрд долл. Газ должен поставляться с месторождения Snohht (Белоснежка). Кроме СПГ на заводе будут получать сжиженные газы С₃–С₄ и газовый конденсат. Оператором проекта является норвежская государственная компания Statoil, владеющая 22,3% акций. Совладельцами компании являются Total (18,4%), Gaz de France (12%), Norsk Hydro (10%), Amerada Hess (3,3%), RWE-DEA Norge (2,81%), Svenska Petroleum Exploration (1,19%), правительство Норвегии (30%). Часть газа купит испанская компания Iberdrola SA, часть будет поставляться в США на терминал в Коув-Поинт, штат Мэриленд.

В Тринидаде и Тобаго функционируют два завода по производству СПГ, продукция которых идет в Испанию и США; строится завод № 3, обсуждаются проекты новых заводов для обеспечения как традиционных (США, Испания), так и новых рынков (Мексика, Бразилия, страны Карибского бассейна и Центральной Америки).

С 1970 г. обсуждался проект создания завода по производству СПГ в Венесуэле, однако экономическая ситуация в стране не позволяла начать реализацию проекта, хотя за дело планировали взяться компании Shell и Mitsubishi. Из других проектов, пока не подкрепленных договорами о сбыте СПГ, следует указать совместные проекты Иранской

национальной нефтяной компании с British Gas и ENEL (NIOC LNG), British Petroleum и индийской компанией Reliance Petroleum Industry (Iran LNG), Total и Petronas (Pars LNG), испанской Repsol и Shell (Persian LNG). Каждый проект предполагает строительство завода мощностью 11,0–12,4 млрд м³/год. Предполагаемые рынки сбыта – Европа, Индия.

В Латинской Америке намечены проекты строительства заводов по производству СПГ в Боливии и Перу.

Среди объявленных проектов (табл. 3.12) наиболее амбициозные программы по строительству установок сжижения природного газа представили Катар и Иран. Но если намерения Катара базируются на уже имеющемся опыте строительства подобных установок, наличии плодотворных связей с потребителями, достаточных финансовых возможностях, умении управлять крупными проектами СПГ, то позиция Ирана пока до конца не прояснена.

В настоящее время осуществляется проект разработки гигантского газового месторождения Южный Парс, но основные объемы природного газа предназначаются для внутреннего потребления. «Ирану нужно решить, хочет ли он экспортировать природный газ в виде СПГ или нет» – задает вопрос президент консалтинговой компании FACTS (Гавайские острова, США) Ф. Фешараки. «Если нет твердых обязательств, то необходимо прекратить все дискуссии на эту тему и быть открытым в своих сомнениях, поскольку правительство не может колебаться и держать своих клиентов в неопределенности» – утверждает опытный эксперт, известный своими прогнозами развития нефтяного и газового рынка Азии.

Иран располагает крупными (кроме Южного Парса) газовыми месторождениями, такими как Лавен-Айленд на шельфе Персидского залива, Балал, Табнак, Хома, Шануль, Гордан. Сформированы совместные предприятия South Pars LNG (National Iranian Oil Co., Total, Petronas); Persian LNG (National Iranian Oil Co., Repsol-YPF, Shell); NIOC LNG (National Iranian Oil Co., BG, ENI, NIGAS), причем первое ориентировано на Азию, а два других – на Европу и, возможно, на Мексику.

Однако, если газовый проект Южный Парс успешно развивается, то остальные проекты СПГ в Иране пока не продвинулись.

На основании данных о возможном расширении действующих производств СПГ и о новых проектах составлена таблица, характеризующая изменение региональной структуры производства СПГ в перспективе (табл. 3.13).

Таблица 3.13
Современное состояние и прогноз региональной структуры мощностей по производству СПГ

Регионы, страны	2001 г.		2005 г.		2010 г.	
	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%
Африка						
Алжир	20,6		26,1		26,1	
Ливия	3,4		3,5		3,5	
Нигерия	8,1		13,1		41,4	
Египет	–		16,8		16,8	
Ангола	–		–	–	5,5	
Намибия	–		–		5,0	
Итого	32,1	20,4	59,5	27,3	98,3	26,1
Северная и Южная Америка						
Тринидад и Тобаго	4,5		13,2		26,8	
США	1,8		1,8		1,8	
Венесуэла	–		–		5,5	
Итого	6,3	4,0	15,0	6,9	34,1	9,1
Западная Европа						
Норвегия	–	–	–	–	5,6	1,5
Юго-Восточная Азия						
Индонезия	40,9		40,9		51,4	
Малайзия	21,3		33,1		33,1	
Бруней	9,9		9,9		9,9	
Австралия	10,4		16,6		27,6	

Регионы, страны	2001 г.		2005 г.		2010 г.	
	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%
Итого	82,5	52,5	100,5	46,2	122,0	32,4
Ближний Восток						
Катар	19,4		24,5		80,5	
Абу-Даби	7,9		7,9		7,9	
Оман	8,8		10,0		10,0	
Йемен	–		–		8,6	
Итого	36,1	23,1	42,4	19,6	107,0	28,4
Россия	–	–	–	–	9,5	2,5
Всего	157,0	100,0	217,6	100,0	376,5	100,0

Если принять в качестве гипотезы, что все из указанных выше проектов будут реализованы, то можно ожидать, что доля суммарных мощностей заводов, обслуживающих побережье Атлантического океана (США, Западная Европа) к 2010 г. будет возрастать, хотя и не достигнет доли стран-производителей, обслуживающих азиатский рынок (табл. 3.14).

Таблица 3.14

Прогноз соотношения мощностей по производству СПГ, обслуживающих различные рынки (%)

Показатели	2001 г.	2005 г.	2010 г.
Мощности заводов, обслуживающих Атлантическое побережье (заводы Африки, Европы, США, Тринидада и Тобаго, Венесуэлы)	24,4	34,2	40,3
Мощности заводов, обслуживающих азиатский рынок (заводы Индонезии, Малайзии, Брунея, Австралии, ближневосточных стран)	75,6	65,8	59,7

Среди проектов, не упомянутых ранее в литературе, упоминается проект строительства завода СПГ в Кантхо, Вьетнам. Совместное предприятие по строительству завода СПГ наметили создать французская фирма Total (60%) и вьетнамская Vietnam Sea Products (40%).

Имеются сообщения о новых проектах заводов СПГ в Пуэрто-Рико (2 технологические линии суммарной мощностью 7,8 млрд куб.м; пуск в 2004 г.).

Среди стран, выразивших желание участвовать в получении СПГ, можно упомянуть Румынию (совместный с США проект создания терминала по приемке 1,3 млрд куб.м СПГ в Констанце стоимостью 180 млн долл.). Открывается новый терминал по приему СПГ в Мексике (близ г.Сьюдад-Хуарес). Работавший здесь ранее небольшой нефтеперерабатывающий завод мощностью 1,2 млн т/год превращается в пункт обслуживания приема СПГ из г. Одесса, шт. Техас (США). Британская фирма Color Gas Ltd и нидерландская фирма SHV Energy BV заплатили 62 млн долл. за пакет акций бразильской дистрибьютерской компании Supergasbras Distribuidora de Gas SA с целью увеличения поставок СПГ в Бразилию.

Резюмируя вышесказанное, можно констатировать, что СПГ, являясь конкурентным энергоносителем, обладает рядом преимуществ и недостатков. К преимуществам можно отнести то обстоятельство, что транспорт СПГ более гибок по сравнению с трубопроводным транспортом. Прокладка трубопровода жестко закрепляет маршрут транспортировки природного газа, а также его поставщиков и потребителей. Перевозка СПГ метановозами, как правило, осуществляется в рамках комплексного проекта СПГ, где также строго оговариваются условия перевозки, поставщики и потребители. Однако в случае изменения конъюнктуры рынка, транспорт СПГ легче адаптируется к изменяющимся условиям: здесь есть возможность варьировать не только объемы поставок, но и маршруты следования метановозов. Обычно точки экономического баланса смещаются в сторону СПГ при расстояниях свыше 3500 км. Газопроводы сверхбольшой протяженности требуют более высоких вложений, чем проекты СПГ. Начальные капиталовложения в такие трубопроводы могут составить десятки миллиардов долларов. Немаловажной является проблема сохранения их целостности по всей протяженности. При транспортировке природного газа по международным газопроводам большой протяженности часто возникают политические

сложности при пересечении территории некоторых стран. Водный транспорт СПГ в значительно меньшей степени зависит от политических осложнений.

К недостаткам проектов СПГ можно отнести их высокую капиталоемкость, длительный срок окупаемости проектов, а также высокие риски, которые обусловлены значительными финансовыми вложениями.

В настоящее время в Европе широко развернулись процессы либерализации газовых рынков. С принятием Европейской Газовой Директивы в начале 1998 г. страны Западной Европы, а также и Россия взяли курс на усиление конкуренции в газовом секторе. Это позволило ограничить монополию производителей, а также снизить цены на газ для конечных потребителей. Положительным примером проведения подобных мероприятий являются газовые рынки США и Великобритании, на которых за счет либерализации цены на газ снизились на 25–30%. Однако у Директивы есть и негативная сторона. Директива приветствует развитие краткосрочных сделок. Долгосрочные контракты, типичные для СПГ, попадают в зону риска.

До середины 1997 г. перспективы развития СПГ казались безграничными. Однако, после азиатского экономического кризиса будущее проектов СПГ уже не представлялось таким безоблачным – производители СПГ вынуждены были бороться за традиционные рынки сбыта, а также искать новые, зачастую менее выгодные и более рискованные маршруты поставок. Страны с высокой платежеспособностью, такие как Япония, Южная Корея и государства Западной Европы, снизили объемы закупок СПГ. Наиболее сильно в условиях кризиса пострадала нарождающаяся спотовая торговля СПГ. Торговля СПГ с немедленной поставкой и оплатой товара стремительно упала в 1997 г. до 1,64 млрд куб.м, достигнув с 1993 г. самого низкого уровня. В 1997 г. доля, приходящаяся на торговлю с оплатой товара на месте, составила 1,5% от общей мировой торговли СПГ (2,3% в 1996 г. и 3,5% в 1995 г.). В целом рынок СПГ испытал существенное превышение предложения над спросом.

Экономические трудности, снижение темпов роста экономики и девальвация валют ряда азиатских стран повлияли на возможности реализации ряда проектов СПГ в азиатском регионе. Особенно заметное воздействие оказала девальвация валют, поскольку контракты на поставку СПГ заключались в долларах США, обесценение местных валют сделало проекты СПГ значительно более дорогими для этих стран.

Многие проекты СПГ оказались под угрозой задержек в их осуществлении или же вовсе аннулирования.

К тому же существовали так называемые «спекулятивные» проекты СПГ. Их «спекулятивность» состоит в том, что они возникают под воздействием сознательно завышенных странами-импортерами прогнозных оценок спроса на газ в будущем. Это делается для того, чтобы подтолкнуть страны-производители к расширению производства, наращиванию мощностей, спровоцировав тем самым перепроизводство и снижение цен на газ. К т.н. спекулятивным эксперты относят проекты Natuna (Индонезия), Alaska North Slope (США), Sucre (Венесуэла), South Pars (Иран), проект в Папуа – Новой Гвинее и ряд других.

Единственной возможностью поддержания конкурентоспособности индустрии СПГ является снижение цен на газ для конечных потребителей, а следовательно снижение издержек производства. Это может быть осуществлено двумя путями: совершенствованием технологии и использованием эффекта масштаба производства. В прошлом строительство заводов СПГ требовало очень высоких затрат. Технологический прогресс в области процесса сжижения, производства оборудования и выбора металлов оказал серьезное влияние на улучшение экономических показателей данной отрасли. Как показала оценка строящихся мощностей и объявленных проектов, трудности периода 1997–1998 гг. были преодолены и в настоящее время перспективы СПГ выглядят достаточно оптимистично.

Наиболее характерной чертой развития индустрии СПГ в начале нового тысячелетия является увеличение доли краткосрочных контрактов и разовых сделок, что безусловно расширяет возможности сбыта СПГ. Немалым фактором повышения спроса на СПГ является

наличие потенциальных емких рынков Китая и Индии, рост спроса на СПГ в США из-за резкого повышения цен на местный природный газ.

3.2.6. Транспорт СПГ

Морские перевозки сжиженного природного газа (СПГ) занимают особое место в мировом газообеспечении. Они развились как специфическая отрасль транспорта, предназначенная доставлять газ на рынки стран, отдаленных от мест добычи, что поставки по трубопроводу были бы чрезмерно дороги или просто невозможны.

Первые экспериментальные рейсы танкера-метановоза «Нормати» были осуществлены в 1959–1960 гг. из США (Мексиканский залив) в Великобританию. А в октябре 1964 г. начались регулярные перевозки с завода СПГ в г. Арзев (Алжир). В течение почти 40 лет метановозы строились специально для каждого отдельного проекта. Переориентировать их с одного направления на другое вплоть до конца XX века было трудно или очень дорого.

Метановозы являются фактически плавучими резервуарами, хранилищами СПГ; они перевозят СПГ в охлажденном виде (при температуре около -160°C) и под давлением, несколько большим атмосферного. Для метановозов существуют два важных эксплуатационных параметра: относительное давление в танкерах СПГ и суточные испарения. Метановозы характеризуются конструкцией грузового отсека (танков, содержащих СПГ). Начиная с 1950-х гг. были разработаны и классифицированы по международным кодам многочисленные конструкции танков метановозов. Различают мембранные, самонесущие или независимые танки.

Мембранные танки – это резервуары, имеющие тонкую непроницаемую стенку (мембрану, скрепленную через слой теплоизоляции с элементами корпуса судна). Мембрана сконструирована таким образом, что способна компенсировать термические сжатия и растяжения, и представляет первичный барьер, который должен быть продублирован полным вторичным барьером, способным удержать СПГ в случае разрыва танка.

Лидерами в сооружении танков призматической формы являются две французские конструкторские группы «Техногаз» и «Газтранспорт».

Самонесущие и независимые танки – это танки, которые не являются составной частью корпуса и не способствуют прямо его прочности. Различают две категории среди этих танков в соответствии с тем, имеют они или нет полный вторичный барьер. Танки с полным вторичным барьером в настоящее время не выпускаются. Разработаны конструкции танков с частично вторичными барьерами сферической формы.

Были изучены многие технологии для изготовления танков – метановозов (полумембранные, самонесущие без вторичного барьера, с внутренней изоляцией и т.п.). Наибольшее распространение нашли технологии фирм «Мосс», «Газтранспорт», «Техногаз».

Общая конструкция метановоза включает в себя грузовой отсек, двигательные установки, вспомогательное оборудование танков.

Метановозы имеют в своей грузовой части два корпуса, что является важным элементом безопасности в части технической прочности структур и такая конструкция распространяется на суда, перевозящие химические продукты и нефтетанкеры. Пространство между корпусом и дублирующим корпусом заполнено балластной морской водой, которая стабилизирует качку судна.

Двигательные установки состоят из двух паровых котлов, приводящих в действие группу турборедукторов (наличие двух котлов позволяет судну маневрировать и произвести разгрузку в случае выхода из строя одного из котлов).

Котлы питаются газом испарений из танков СПГ совместно с мазутом или без него: такое решение способа питания котлов дает большую гибкость и приводит к экономии затрат на энергию. В будущем большинство танкеров будут использовать двигатели с двойным питанием (мазут и испарившийся СПГ). Считается, что на новых танкерах паротурбинные силовые установки будут заменяться дизель-электрическими, что связано с требованиями как экономичности, так и экологичности (уменьшение выбросов CO_2).

В качестве вспомогательного оборудования на палубе находятся траверсы слива и налива (природного газа и СПГ), трубопроводы газовые и жидкостные и система захолаживания танков. Установлены два или три компрессора сжатия газов испарения для подачи газа в котлы после их разогрева и для подачи СПГ на берег. Имеется также регазификатор СПГ в случае необходимости питания котлов газом. Танки оборудованы приборами, контролирующими давление, температуру и уровень СПГ, а также системой безопасности, позволяющей избежать внезапного повышения или понижения давления.

Эксплуатация метановоза представляет собой многофазовую систему, состоящую из: стоянки под загрузкой, пути с грузом, стоянки под разгрузкой, пути обратно без груза.

Процедура стоянки метановоза состоит из следующих процедур и операций: прибытие на рейд; постановка на якорь; вход в порт; взятие на борт лоцмана; маневрирование с буксиром; причаливание; подключение равнопотенциальных кабелей и переговорно-пожарной связи; швартовка судна; составление контрольной документации судно-порт по прибытии; опознание груза; подключение грузового стояка и стояка СПГ, продувка стояков азотом; проверка противопожарного оборудования на судне и в порту; погрузка и разгрузка; захолаживание разгрузочного стояка СПГ; анализ СПГ и газа; снятие или взятие балласта; составление контрактных документов; продувка и разогрев разгрузочных стояков СПГ и демонтаж стояков; загрузка судна пищевыми продуктами, горючим, азотом и т.д.; демонтаж газового стояка и линий электросвязи судно-берег; взятие на борт лоцмана; снятие с якоря и маневрирование на буксире; выход в море после снятия лоцмана.

Перед прибытием судна на завод сжижения на судне откачивают часть СПГ, хранимого на дне танков, и распыляют по поверхности танков для их охлаждения перед разгрузкой. На заводе в это время происходит запуск наливной эстакады и ее захолаживание.

Для поддержания номинального давления в танках образовавшиеся при перекачке жидкости и при испарении в танках газы откачиваются на берег по газовому стояку.

Заполнение танков производится, как правило, на 98–98,5% от их вместимости.

Движение груза (слив-налив СПГ) компенсируется движением морской воды в двойном днище корпуса судна, используемом как балластная емкость.

Сброс балласта контролируется таким образом, чтобы сохранить осадку судна постоянной и достаточную устойчивость, не допуская предельно допустимых напряжений на корпусе судна.

Перед прибытием судна в терминал наливные средства наземных резервуаров захолаживаются.

Перекачка СПГ осуществляется при помощи погружных насосов танков метановоза, которые обеспечивают перекачку СПГ к стоякам и системам на земле. Поддержание давления в танках обеспечивается откачкой газа испарения из терминала через разгрузочный стояк. В зависимости от соотношения давления в танках судна и резервуарах терминала и потерь давления в коммуникациях, перекачка осуществляется или самотеком, или газодувками, установленными на суше.

В случае невозможности такой перекачки перепад давления в танках судна может быть компенсирован с помощью газификационной установки СПГ, установленной на борту некоторых метановозов.

Загрузочные насосы отключаются, когда уровень СПГ достигнет фиксированного значения постоянного объема, хранимого на дне танка. Этот объем определяется таким образом, чтобы перед следующей загрузкой на дне танка оставалось бы измеряемое количество СПГ, а температура на дне была бы ниже -155°C .

Определение объема СПГ, находящегося в танках судна, производится во время операции, называемой «опознание груза», перед и после слива и налива. Расчет производится с учетом претензий заинтересованных сторон (продавец, покупатель, перевозчик).

Во время плавания судна с грузом главным объектом работ является поддержание давления в танках слегка больше того давления, под которым СПГ хранился в резервуарах на

берегу, на заводе сжижения, и, если возможно, ниже величины давления в резервуарах, в которые СПГ будет перекачен в терминале. Это нужно для того, чтобы ограничить объем испарений, которые могут произойти во время перекачки и плавания.

По этой же причине давление во время плавания регулируется для того, чтобы оно не зависело от атмосферного давления. Суточный расход испарений метановоза зависит, помимо его размера (отношение поверхности объема танков к объему груза) и используемой теплоизоляции, от климатических и морских условий (температура воды, воздуха, состояние моря и т.д.) и термодинамических характеристик загруженного СПГ (глубина переохлаждения и др.). Численные значения испарений изменяются от 0,18% до 0,25% объема СПГ для сооружаемых в настоящее время метановозов, и могут изменяться до 0,10% для метановозов будущего, снабженных более совершенной теплоизоляцией. Испарившийся газ после сжатия и разогрева подается в котлы, где он используется как горючее в смеси с мазутом, а также для внутренних нужд судна (производство электроэнергии и т.д.).

Перед обратным плаванием часть СПГ сохраняется на борту для поддержания холода в танках перед последующей загрузкой. Это количество (избыток) рассчитывается с учетом испарений этого плавания и предвидимых ожиданий (остановок). В общем случае можно допустить некоторые изменения давления в танках во время обратного плавания. Принцип использования газа для двигателей тот же, что и во время плавания с грузом. Отметим однако, что если количество испарений будет мало, может оказаться необходимым увеличить расход мазута или регазифицировать часть СПГ в зависимости от желаемой скорости движения. Технология фирмы «Газтранспорт», использующая мембранные танка из сплава инвар и усиленную теплоизоляцию, позволяет отказаться от сохранения холода в танках.

К международным правовым нормам в области перевозки СПГ следует отнести, в первую очередь, рекомендации, подготовленные Комитетом экспертов ООН о перевозке опасных грузов (ST/ECA/43-E/CW.2/170). Эти рекомендации первоначально были рассмотрены экономическим и социальным советом на его 23 сессии (Резолюция 645 G XXIII от 26 апреля 1957 года). Затем они были исправлены и дополнены на последующих сессиях Комитета экспертов ООН. Поправки к этим рекомендациям вносятся каждые два года на специальных сессиях Комитета.

Рекомендации основаны большей частью на существующих правилах и работе, проводимой различными организациями, и предназначены правительствам и международным организациям, занимающимся регламентацией перевозок опасных грузов. Они охватывают следующие вопросы: классификация и определение классов грузов, перечень основных опасных грузов, упаковка, маркировка, знаки опасности, информационные табло и грузовые документы. Рекомендации представляют собой достаточно широкую и гибкую основу, позволяющую приспособить к ним национальные и международные правила, учитывая при этом особые требования, которые могут встретиться. Рекомендации имеют значение для тех, кто прямо или косвенно связан с транспортировкой опасных грузов. Унификация национальных и международных правил перевозки опасных грузов выгодна для всех участников транспортного процесса (перевозчиков, грузоотправителей, инспектирующих органов), поскольку она сокращает формальности и уменьшает потерю времени.

К международным правовым нормам, регулирующим перевозку и хранение СПГ, следует также отнести международный кодекс «IMO Gas Code», который содержит два текста, постоянно обновляемых по мере разработки новых технологий транспорта СПГ; один из текстов относится к строящимся судам, второй – к построенным.

В процессе эксплуатации танкер-метановоз должен быть зарегистрирован в одном из классификационных обществ, которое гарантирует его конструкцию и проверяет, что его эксплуатация осуществляется в соответствии с правилами. Наиболее крупными классификационными обществами являются: Регистр Ллойда (Lloyd's Register), Бюро Веритас (Bureau Veritas), Американское министерство торгового флота (American Board of

Shipping).

В большинстве стран при перевозке грузов метановозами в порты доставки применяются также: Международная регламентация по кодексу, разработанному ИМО, «Международный морской Кодекс для опасных грузов», а также местная регламентация с предписаниями, установленными портовыми властями, которая учитывает местные морские условия.

В начале 60-х годов, когда начинались первые поставки СПГ, действовало всего три танкера, осуществлявших поставки из Алжира в Европу. Сейчас поставки только из Алжира в США и Западную Европу осуществляют 25 танкеров-метановозов.

Мировой флот метановозов рос быстрыми темпами. В ведущую тройку производителей танкеров-метановозов входят компании Mitsubishi Heavy Industries Ltd (Япония), Chantier de L'Atlantique (Франция), General Dynamic (США). Строительство танкеров-метановозов ледокольного типа осуществляет компания Kvaerner Mas Yards. Данные о численности танкеров-метановозов, осуществлявших перевозки в 1995 г., а также их стоимости приведены в табл. 3.15. Сведения о численности танкеров, осуществлявших перевозки СПГ в 1999 г., а также об основных фирмах – производителях танкеров приведены в табл. 3.16.

Таблица 3.15

Танкеры по перевозке СПГ (по состоянию на 1995 г.)

Экспортер	Импортер	Количество танкеров в 1995 г.	Общая мощность (тыс. м ³)	Средняя мощность (м ³)	Средний срок службы
Африка	Европа/США	21	1472	70112	23
Северная Америка	Азия/Океания	2	180	89820	3
Средний Восток	Азия/Океания	9	1140	126689	12
Азия/Океания	Азия/Океания	49	5756	117471	12
Краткосрочные контракты		5	640	128060	16
Количество танкеров на приколе		4	502	125425	18
Всего в мире		90	9690	107670	15

Таблица 3.16

Танкерный флот для транспортировки СПГ в 1999 г.

Компания судостроитель	Страна	Количество танкеров в 1999	Цена танкера (млн.долл. США)
Mitsubishi Heavy Ind.Ltd.	Япония	24	200
Mitsui Eng. & Shipbuilding	Япония	9	190
Kawasaki Heavy Industries	Япония	9	135
NKK Corporation	Япония	4	80
Samsung Heavy Industries	Корея	3	217
Hyundai Heavy Industries	Корея	9	241
Hanjin H.I.-Seol Sk	Корея	4	220
General Dynamic	США	10	125
C.N.I.M.	Италия	9	нет данных
Moss-Rosenberg	Норвегия	6	200
Chantier de L'Atlantique	Франция	14	260
Kockums Mek.V.	Сингапур	3	нет данных
Kvaerner Mas-Yards Inc.	Финляндия	4	200
	Итого	108	

В 1984 г. танкерный флот по перевозке СПГ насчитывал 7 судов общей вместимостью 7 млн м³.

В 1995 г. на перевозках СПГ было задействовано 90 танкеров. По подсчетам Institute of Gas Technology (IGT) в 1997 г. перевозками в мире занимались 103 танкера, в т.ч. 14 танкеров класса 18–50 тыс. м³, 14 – класса 50–100 тыс. м³ и 75 танкеров – класса свыше 199 тыс. м³. По состоянию на конец 1999 г. танкерный флот для перевозки СПГ насчитывал 108 танкеров общей вместимостью 11,4 млн м³.

Большинство из недавно введенных танкеров имеют мембранную и сферическую систему хранения СПГ, высокую скорость (19–20 узлов), располагают паротурбинным

двигателем, топливом для которого может быть как СПГ, так и флотский мазут.

По состоянию на 1.10.2000 г. флот танкеров для транспортировки СПГ насчитывал 125 судов, из которых 119 были на длительное время зафрахтованы [168]. В 2002 г. по данным брокерской компании *Vaggy Rogliano Salles* мировой флот танкеров насчитывал 130 судов, в т.ч. вместимостью 18–50 тыс.м³ – 16 судов, 51–100 тыс.м³ – 15, больше 100 тыс.м³ – 99 [150]. В 2001–2003 гг. на рынок были поставлены еще 20 танкеров. Кроме того, у судовладельцев имелись опционы на строительство 6 метановозов в 2003 г. и двух – в 2004 г. В портфеле заказов на 2005 г. было 54 судна, в т.ч. одно – до 50 тыс.м³, а все остальные – свыше 100 тыс.м³. Предполагают, что к 2015 г. флот танкеров-метановозов вырастет на 120 единиц, т.е. удвоится.

В период до 2007 г. (включительно) танкерный флот для транспортировки СПГ увеличится еще на 62 единицы. Структура танкерного флота в 2003 г. и прогнозная структура 2007 г. представлены в табл. 3.17.

Таблица 3.17

Структура танкерного флота для транспортировки СПГ [164]

Показатели	Существующий флот в 2003 г. (ед.)	Заказ на период 2004–2007 гг.	Прогнозируемая на 2007 г. численность судов
Число танкеров	156	62	218
в т.ч. мембранного типа	74	43	117
самонесущих	76	19	95
прочих	6	–	6

Разрабатываются проекты строительства еще 16–20 танкеров для обслуживания проектов, намеченных на период до 2008 г., в т.ч. проект для Экваториальной Гвинеи – 4 танкера, Сахалинского проекта – 4; проекта «Горгон» (Австралия) – 4–6 танкеров; проекта «Брасс» (Нигерия) – 4–6; а также несколько, пока не привязанных ни к одному проекту.

Таким образом, можно предположить, что танкерный флот вырастет в ближайшие 5–6 лет почти в 1,5 раза. Это потребует расширения числа компаний, осуществляющих перевозки СПГ. В настоящее время большинство танкеров обслуживают долгосрочные контракты, выполняя чартерные рейсы из строго оговоренного пункта отправки в строго оговоренный пункт приемки СПГ. Однако с расширением спотовой торговли число танкеров, обслуживающих краткосрочные контракты, будет возрастать. По одному из прогнозов в 2010 г. только 70% мировой торговли СПГ будет осуществляться по долгосрочным контрактам (сейчас более 90%) [165].

Прогноз численности танкеров-метановозов выполнила компания *Mitsui Shipbuilding Co.* – одна из наиболее значимых в строительстве танкеров: 2003 г. – 156; 2005 г. – 165; 2010 г. – 224; 2025 г. – 282. Японские и корейские кораблестроительные компании строят танкеры-метановозы, осуществляющие плавание в теплых морях; финская судостроительная компания *Kvaerner-Mas-Yards* строит танкер с ледовым подкреплением, приспособленный к плаванию в северных морях.

Самой массовой группой являются танкеры вместимостью 130–150 тыс. м³ (их 160 единиц). Это танкеры-метановозы по длине и ширине корпуса приближаются к нефтяным танкерам группы *Suezmax*, а по грузоподъемности и осадке – к танкерам группы *Panamax*. Следующая группа танкеров-метановозов имеет вместимость 50–100 тыс. – их 7 единиц и еще 3 танкера вместимостью более 150 тыс. м³.

Как уже отмечалось, стоимость стандартного танкера-метановоза вместимостью 135–140 тыс. м³ в период 1990–2004 гг. колебалась от 270 млн. долл.(1991 г.) до 170 млн. долл.(1999–2004 гг.). Для сравнения: стоимость нефтяного танкера группы *Suezmax* в эти же годы находилась в интервале 45–55 млн долл. В 2004 г. стоимость строительства танкера-метановоза вместимостью 140 тыс. м³ обходилась в 170 млн долл., а аналогичного по тоннажу нефтяного танкера – 55 млн долл. Столь заметная разница объясняется тем, что танкер-метановоз – это плавающая холодильная фабрика и поэтому его стоимость столь высока [166].

Предпринимаются попытки строительства более крупных танкеров-метановозов. Здесь ставка сделана на использование подобных танкеров на дальних рейсах (14500–20000 км), где они эффективнее стандартных танкеров, и на «эффект масштаба».

Зависимость между размером танкера-метановоза и его ценой представлена в табл. 3.18.

Таблица 3.18

Зависимость стоимости танкера-метановоза от его вместимости.

Вместимость, тыс. м	Стоимость, млн долл.	Длина/ширина судна, м.
140	160–170	160/43
210	200	320/50
250	240–250	350/55

Строительство танкеров-метановозов осуществляют несколько верфей: три в Японии, три – в Южной Корее, одна – во Франции, одна – в Испании. Верфь в Финляндии строит танкеры-метановозы ледового класса. Ожидается ввод в эксплуатацию верфей по строительству танкеров-метановозов в Китае и Польше.

Интересную техническую новинку предложила корейская судостроительная верфь компании Daewoo Engineering Co. Это – два строящихся танкера-метановоза, снабженных расположенной на борту каждого судна системой регазификации, что позволит в дальнейшем доставлять СПГ даже на такие терминалы, на которых нет регазификационных мощностей. В рамках российского проекта Сахалин-2 предполагается строительство двух танкеров-метановозов ледового класса вместимостью 145 тыс. м³ ориентировочной стоимостью около 180 млн долл. каждый. Сооружением танкеров займется, повидимому, японская судостроительная компания Mutsui Engineering and Shipbuilding, однако не исключен вариант размещения заказа на одной из южнокорейских верфей.

Для обслуживания проекта «Штокман» целесообразно использовать те же танкеры-метановозы, которые заказаны для норвежского проекта «Сновит» на японских верфях Mutsui Engineering and Shipbuilding и Kawasaki Heavy Industries.

Индонезия занимает 1-е место в мире по объему производства СПГ, но имеет в собственности только один танкер-метановоз. Еще три танкера находятся в распоряжении индонезийских компаний-операторов. Основная доля вывозимого из Индонезии СПГ осуществляется судами, принадлежащими потребителям СПГ, в качестве которых выступают японские энергетические компании, в распоряжении которых находятся 12 танкеров. Южная Корея относительно недавно стала страной – потребителем СПГ, однако объемы сжиженного газа, потребляемого корейскими энергетическими компаниями, постоянно растут. Основными странами – экспортерами газа, направляемого в Южную Корею, являются Индонезия и Австралия. На маршрутах, связывающих Индонезию и Южную Корею, постоянно задействовано 5–7 танкеров-метановозов, принадлежащих корейским компаниям. Всего в обслуживании индонезийских проектов задействовано 25–30 танкеров.

В Малайзии, в отличие от Индонезии, владельцами и операторами танкеров-метановозов являются национальные компании. В их распоряжении находятся 19 танкеров. В ближневосточном регионе Катар и ОАЭ (Абу-Даби) владеют 10-ю и 8-ю танкерами соответственно. Следует отметить, что в отличие от катарских компаний, компании из Абу-Даби являются операторами своих танкеров. Операторами 10-и катарских танкеров являются японские компании.

Австралийские компании-производители СПГ имеют собственные танкеры.

В США, являющихся как импортерами, так и экспортерами СПГ, танкеры распределены следующим образом: 5–7 перевозят СПГ из Аляски в Японию; 3–4 осуществляют перевозки СПГ из Алжира; 3–4 танкера недавно подключились к проектам в Нигерии и Тринидаде и Тобаго.

В феврале 2001 г. в Лондоне состоялась конференция с участием крупнейших владельцев и операторов танкерного флота по перевозке СПГ. На конференции была

отмечена неэффективность торговых условий транспортировки СПГ, что является препятствием для дальнейшего развития спотового рынка СПГ. Был поставлен вопрос о загрузке свободного тоннажа.

В связи с ростом в последнее время доли краткосрочных сделок и спотовых закупок в общих закупках СПГ произошли серьезные изменения на рынке перевозок СПГ, известном своим консервативностью. По традиции, используемые для этих перевозок танкеры заказывались только после заключения долгосрочных контрактов на поставку СПГ и окончательного определения будущих маршрутов его транспортирования. Танкеры проектировались и изготовлялись под перевозку определенных контрактных количеств по конкретным маршрутам. После того, как танкер был поставлен, начиналась его эксплуатация по долгосрочному чартеру или транспортному соглашению, причем для транспортировки использовался только уже выбранный маршрут.

В настоящее время танкеры для перевозки СПГ уже не воспринимаются как привязанные к определенному проекту, ибо меняется сам бизнес, связанный с поставками СПГ. Даже не имея конкретных планов в отношении заказываемых танкеров для перевозки СПГ, судовладельцы идут на заключение новых контрактов. К этому их побуждает падение стоимости танкеров [169].

Появились новые технические идеи объединения танкера и завода по регазификации СПГ, благодаря чему танкер может подойти практически к любому месту, где имеется устройство для приема природного газа в газообразном виде. Таким образом может быть реализован широко применяемый в торговом судоходстве принцип перевозок «от двери до двери».

Главное, что руководит действиями судовладельцев, заключается в том, что существенно активизировался рынок наличного товара и краткосрочных сделок в отношении СПГ. Это обусловлено наличием на рынке незаконтрактованного товара, а также неудовлетворенного спроса и судов для доставки товара от продавца к покупателю. Сочетание перечисленных факторов побуждает судовладельцев приобретать новые танкеры для перевозки СПГ без твердых гарантий для их задействования [167–169].

3.2.7. Терминалы для приема СПГ

В 2001 г. в мире действовало 42 терминала по приемке СПГ, а 30 терминалов находились в стадии строительства [170]. Емкости хранилищ действующих терминалов составляли в 2001 г. 17,5 млрд м³. В конце 2005 г. в мире было 53 действующих импортных терминала по приемке СПГ, в т.ч. в США – 4; Доминиканской Республике – 1; Пуэрто-Рико – 1, на Багамах – 1; во Франции – 2; Испании – 4; Португалии – 1; Бельгии – 1; Италии – 2; Греции – 1; Турции – 2; Великобритании – 1; на о. Тайвань – 2; Ю. Корею – 4; Японии – 21; Индии – 4; Китае – 1.

В конце 2004 г. в мире было 44 действующих импортных терминала по приемке СПГ, в т.ч. в США – 4; Доминиканской Республике – 1; Пуэрто-Рико – 1; Франции – 2; Испании – 4; Португалии – 1; Бельгии – 1; Италии – 1; Греции – 1; Турции – 2; на о. Тайвань – 2; Ю. Корею – 3; Японии – 21.

В табл. 3.19 перечислены действующие и планируемые к вводу на период до 2010 г. импортные терминалы (местоположение, год пуска, компания-владелец, мощность). Если намеченные проекты строительства терминалов будут осуществлены, то к концу 2010 г. их будет 115. На строительство терминалов потребуется 7,5 млрд долл.; суммарная дополнительная мощность терминалов составит 121 млрд м³ [163].

Хотя индустрия СПГ за 40 лет своего существования имеет репутацию наиболее безопасной отрасли энергетического комплекса, тем не менее имеется серьезная оппозиция строительству терминалов по приемке СПГ. Наиболее активная оппозиция сложилась в США, что будет освещено ниже в разделе о развитии рынка СПГ в США, а также в Мексике.

Таблица 3.19

Импортные терминалы по приемке СПГ (действующие и проектируемые)

№№ п/п	Страна, наименование термина, местоположение	Год пуска	Компания-владелец	Мощность, млрд м ³ /год
1	2	3	4	5
	США			
	Действующие			
1	Эверетт, шт. Массачусетс	1971	Tractebel	10,6
2	Лейк-Чарлз, шт. Луизиана	1981	Trankline (Southern Union)	10,2
3	Эльба-Айленд, шт. Джорджия	2001	El Paso	10,2
4	Коув-Пойнт, шт. Мериленд Предполагаемые к пуску	2003	Dominion	18,4
5	Энерджи Бридж (шельф)	2005	Excelerate Energy	5,1
6	Белмар, шт. Нью-Джерси (шельф)	2007+	Excelerate Energy	Нет данных
7	Браунсвилл, шт. Техас	2007+	Cheniere Energy	15,3
8	Кабрильо Порт, шт. Калифорния (шельф)	2007+	BHP Billiton	15,3
9	Порт Пингвин, шт. Калифорния (шельф)	2007+	Chevron Texaco	Нет данных
10	Черри Пойнт, шт. Вашингтон	2007+	Cherry Point Energy	5,1
11	Корпус Кристи, шт. Техас	2007+	Cheniere Energy	15,3
12	Корпус Кристи, шт. Техас	2007+	Exxon Mobil	10,2
13	Фрипорт, шт. Техас	2007+	Cheniere Energy	15,3
14	Хэкберри, шт. Луизиана	2007+	Sempra	15,3
15	Инглсайд, шт. Техас	2007+	Occidental Petroleum	Нет данных
16	Лейк-Чарлз, шт. Луизиана (расшир.)	2007+	Trunkline	6,1
17	Логан Тауншип, шт. Нью-Джерси	2007+	Crown Lauding (BP)	12,3
18	Лонг-Бич, шт. Калифорния	2007+	SES (Mitsubishi)	7,2
19	Лос-Анжелес Платформ Грэйс, шт. Калифорния	2007+	Cristal Energy/Chevron	5,1
20	Луизиана, шельф	2007+	Gulf Lauding-Shell	10,2
21	Луизиана, шельф	2007+	McMoran Expl.	10,2
22	Мобайл Бей, шт. Алабама	2007+	Cheniere Energy	10,2
23	Компасе Порт, шт. Алабама (шельф)	2007+	Conoco Phillips	Нет данных
24	Пирл Кроссинг, шт. Техас (шельф)	2007+	Exxon Mobil	10,2
25	Порт Артур, шт. Техас	2007+	Sempra	15,3
26	Провиденс, шт. Род-Айленд	2007+	Keyspan&BG	5,1
27	Порт Пеликан, шт. Луизиана (шельф)	2007+	Chevron Texaco	16,4
28	Сабин Пасс, шт. Луизиана	2007+	Cheniere Energy	15,3
29	Сабин Пасс, шт. Луизиана	2007+	Exxon Mobil	15,3
30	Сабин, шт. Техас	2007+	Exxon Mobil	10,2
31	Сире Айленд, шт. Мэн	2007+	нет данных	10,2
	Мексика			
32	Альтамира	2007+	Shell	10,2
33	Берег Калифорнии (шельф)	2007+	Chevron Texaco	14,3
34	Коста Азуль	2008+	Sempra, Shell	10,2
35	Лазаро Карденас	2007+	Repsol YPF	5,1
36	Пуэрто Либердад (шельф Калифорнии)	2007+	Senora Pasific LNG	13,3
37	Розарито	2007+	El Paso/Phillips	8,2
	Канада			
38	Бэр Хэд, пров. Новая Шотландия	2007+	Anadarko	Нет данных
39	Голдборо, пров. Новая Шотландия	2007+	Keltic Petrochemical	10,2
40	Килимат	2007+	Galveston Energy	Нет данных
41	Нью-Брансуик	2006	Irving Oil, Texaco	Нет данных
42	Принс Руперт, пров. Брит. Колумбия	2007+	West Pas Terminals	Нет данных
43	Сент Лоренс, пров. Квебек	2009	Gaz Met, Enbridge, Gaz de France	Нет данных
	Багамские острова			
44	Багамас Хай Рок	2007+	El Paso	10,2
45	Оушен Кей	2007+	AES Corp.	8,2
46	Гранд Багамас Айленд	2007+	Tractebel	8,2
	Доминиканская республика			
47	Андрее (действующий) Пуэрто-Рико	2003	AES Corp.	3,1
48	Пеньюэлас (действующий)	2000	Eco Electrics	1,0

№№ п/п	Страна, наименование термина, местоположение	Год пуска	Компания-владелец	Мощность, млрд м ³ /год
1	2	3	4	5
	Гондурас			
49	Пуэрто Кортес	2007+	AES Corp.	Нет данных
	Бразилия			
50	Суапето	2006	Petrobras	2,0
	Голландия			
51	Эмсхафен	Нет данных	NAM	Нет данных
	Великобритания			
52	Айленд оф Грэйн	2005	Natural Grid Tranco	4,1
53	Милфорд Хейвен	2007	Petroplus	9,1
54	Милфорд Хейвен	2007	Exxon Mobil	10,2
	Франция			
55	Форсюр-Мэр (действующий)	1972	Gaz de France	8,1
56	Монтуар де Бретань (действующий)	1980		10,3
57	Фос-Гаваду	2007–2008	–»–	8,1
58	Фос-сюр-Мэр	2009	Exxon Mobil	Нет данных
	Испания			
	Барселона (действующий)	1968, 1974, 1980, 1996, 2005	Enagas	11,3
60	Уэльва (действующий)	1988, 1991, 1996, 2006		8,2
61	Картахена (действующий)	1989, 2001, 2005		5,1
62	Бильбао (действующий)	2003	Bahia de Bizkaia Gas	4,0
63	Феррол	2006	Reganosa, Union Fenosa	3,0
64	Валенсия	2006	Union Fenosa, Iberdrola, Endeco	5,1
	Португалия			
65	Синеш (действующий)	2003	Transgas Atlantico	4,0
	Бельгия			
66	Зеебрюгге (действующий)	1987	Tractebel	12,2
	Италия			
67	Панигалья (действующий)	1969	SNAM	4,1
68	Шельф близ Ливорно	2006	Cross Energy, Golar LNG	3,0
69	Бриндизи	2007	BG, ENEL	4,1
70	Шельф близ Ровиго	2007	Edison, BP, Solvay	4,1
71	Муджиа (Фриули)	Нет данных	ENEL	Нет данных
72	Корильяно Калабро (Калабрия)	–»–	Falck	–»–
73	Джиойа Таура (Калабрия)	–»–	Gioia Taura	–»–
74	Сан-Фердинандо (Калабрия)	–»–	Falsk	–»–
75	Таранто	–»–	ENEL	–»–
76	Таранто	–»–	Gas Natural	–»–
77	Триест	–»–	Gas Natural	–»–
78	Вадо Лигуре	–»–	ENEL	–»–
	Греция			
79	Ревитусса (действующий) Кипр	2000	DEPA	3,0
80	Вассилико	2009+	нет данных	Нет данных
	Турция			
81	Мармара Эреглиси (действующий)	1992	Botas	6,2
82	Измир (действующий)	2003	Egegas	4,1
	Индия			
83	Дабхол	Нет данных	GE, Bechtel	3,0
84	Дахэй	2004, 2007	Petronet LNG	14,3
85	Хазира	2004	Shell, Total	3,0
86	Мангалор	2005+	ONGC	Нет данных
87	Кохи, Керала	2007+	Petronet LNG	3,0
88	Какинада	2008+	Indian Oil Corp.	Нет данных
89	Джамнагар	2008+	Reliance	3,0
90	Место не определено	2008+	BG	Нет данных
	Тайвань			

№№ п/п	Страна, наименование термина, местоположение	Год пуска	Компания-владелец	Мощность, млрд м ³ /год
1	2	3	4	5
91	Юнг Ан (действующий)	1990	Chinese Petroleum Corp. (CPC)	10,2
92	Гайчунг (Северный Тайвань)	2009		4,1
	Южная Корея			
93	Пайонг Тэк (действующий)	1986,2004	Korea Gas Corp.	18,4
94	Инчхон (действующий)	1998,2004	→→	30,7
95	Тонг Юнг (действующий)	2002,2004	→→	8,2
96	Кван'ен	2005	Pohand Iron & Steel Co.	2,0
	Китай			
97	Шеньжень (пров. Гуандун)	2006+	CNOOC, BP	7,2
98	Шанхай	2008+	CNOOC, Shanghai Energy	7,2
99	Фуджян	2007+	CNOOC	7,2
100	Нингбо	2008+	CNOOC	7,2
101	Циндао	2008+	Sinopec	8,3
	Индонезия			
102	Зап. Ява, Силегон	2007+	Pertamina	3,0
103	Вост. Ява	2007+	BP Mogas	Нет данных
	Филиппины			
104	Лусон-Айленд Япония	Нет данных	Batangas	Нет данных
105	Негиши (действующий)	1969	Tokyo Gas/TEPCO	18,4
106	Чита (действующий)	1978,1983,	Toho Gas,	9,2
		2001	Chubu Electric	
107	Сенбоку 1 (действующий)	1972	Osaka Gas	3,1
108	Содегаура (действующий)	1973	Tokyo Gas/AEPCO	37,8
109	Сенбоку 2 (действующий)	1977	Osaka Gas, Kansai Electric, Nippon Steel	17,4
110	Тобата (действующий)	1977	Kita Knyshu, Nippon Steel	9,3
111	Химеи (действующий)	1979	Osaka Gas	11,3
112	Хигаши-Огишима (действующий)	1984	Tokyo Electric	20,5
113	Хигаши-Ниигата (действующий)	1984	Nohonkay LNG Co., Tohoku Electric	23,5
114	Химеи II (действующий)	1984	Osaka Gas/ Kansai Electric	5,1
115	Футсу (действующий)	1985,2004	TEPCO	21,5
116	Йоккаити (действующий)	1987,1991	Chubu Electric/ Toho Gas	13,3
117	Оита (действующий)	1990	Oita LNG	7,2
118	Фукуока (действующий)	1993	Seibu Gas	1,0
119	Хатсукаити (действующий)	1996	Hirosima Gas	Нет данных
120	Кагошима (действующий)	1996	Ninon Gas	→→
121	Кавагое (действующий)	1997	Chubu Electric	10,2
122	Содеши (действующий)	1997	ShizuokaGas	9,1
123	Огисима (действующий)	1998	TEPCO	7,2
124	Шин-Минаго (действующий)	1998	Sendai Gas	11,2
125	Янаи (действующий)	1990	Chugku Electric	3,0

Объем современных припортовых хранилищ планируется таким образом, чтобы они могли одновременно содержать груз не менее двух криогенных танкеров. Последние, как правило, перевозят в среднем по 135 тыс.м³ СПГ, а в будущем их грузоподъемность возрастет еще в два–три раза. Необходимость соблюдения графика работы дорогостоящих криогенных хранилищ способствует внедрению системы поставочных контрактов, в рамках которых сжиженный газ поставляется оптовым потребителям по точному расписанию с оговоренным объемом ежесуточной отгрузки. Обычно СПГ находится в припортовых хранилищах от нескольких дней до одного–двух месяцев.

Значительный интерес предпринимателей вызывают планы строительства не только наземных, но и морских разгрузочных терминалов для переработки СПГ, размещаемых на платформах вдали от берега. Компании Chevron Техасо и El Paso разработали проекты таких сооружений, которые должны быть более экономичными, чем традиционные, из-за

отсутствия затрат на покупку или аренду земельных площадей. Находящийся в стадии лицензирования проект Chevron Texaco предполагает строительство перерабатывающего терминала в 60 милях от побережья штата Луизиана в Мексиканском заливе. Регазификация СПГ будет осуществляться непосредственно на платформах в море, где также планируется разместить транзитные хранилища. А с побережьем платформа будет соединяться подводными газопроводами. Строительство терминала планируется завершить в 2007 г.

Компания El Paso Global LNG разработала другую систему, которая предполагает регазификацию СПГ непосредственно на криогенных танкерах, которые во время стоянки на рейде должны перекачивать груз на сушу через подводный газопровод. В 2002 г. компания объявила о намерении построить такую систему вместо первоначально планировавшихся шести традиционных морских терминалов наземного типа. При этом для снижения затрат будут использоваться уже существующие морские подводные трубопроводы. Первый плавучий газовый терминал такого типа должен был вступить в эксплуатацию к концу 2005 г. [169].

Более детального рассмотрения требует ситуация со строительством новых терминалов в США. Безусловно, некоторые из указанных в табл. 3.19 американских терминалов не будут построены (по разным причинам), но если бы все они состоялись, то их мощность составила бы больше двух третей потребления природного газа в США.

Ситуация с обеспечением СПГ разных регионов США различна. В частности, на западном побережье США терминалы станут сдерживающим фактором роста потребления СПГ. При намечающемся объеме потребления природного газа в Калифорнии в объеме 85 млрд м³/год, наиболее вероятным является вариант создания двух–трех терминалов с суммарной мощностью 20–27 млрд м³. Не стоит забывать, что именно в Калифорнии наиболее сильны протесты против строительства терминалов по приемке СПГ.

Импорт СПГ на восточное побережье США и в район побережья Мексиканского залива может быть ограничен объемом поставок, нежели мощностью терминалов. При поставках по контрактам объемы СПГ и пункты его приемки обозначены, однако при увеличении спотовых поставок возникают определенные возможности роста гибкости поставок. Из-за разницы цен в различных регионах мира СПГ может быть поставлен не в США, а, например, в Испанию, где в этот момент цены окажутся более высокими.

Оценка мнений общественности относительно строительства терминалов по приемке СПГ проведена экспертами консалтинговой компании PFC Energy (Вашингтон, округ Колумбия, США) Сарой Баначек и Францем Тракслером [171].

В отношении проектов терминалов, намечаемых к строительству в штате Калифорния, мнения общественности выглядят следующим образом (табл. 3.20). В Калифорнии сложилась наиболее жесткая оппозиция строительству терминалов по приемке СПГ.

Таблица 3.20

Мнение общественности в отношении объявленных проектов создания газовых терминалов в штате Калифорнии [171]

Степень оппозиции	Терминал	Компания, осуществляющая проект
Проекты поддержаны на законодательном уровне	Нет данных	Нет данных
Средняя	Нет данных	Нет данных
Сильная	Лонг Бич Южнокалифонийский шельф Шельф	Mitsubishi SEC Cristal Energy BHP Billiton
Проект отклонен	Гумбольт Бэй Мэйр Айленд Шельф	Calpine Corp. Нет данных Samoa Point LMG
Мнение оппозиции не определено	Шельф Северной Калифорнии	Chevron Texaco

Также, как и в Калифорнии, сильна оппозиция строительству терминалов для приемки СПГ на восточном побережье, особенно в регионе Новой Англии (табл. 3.21).

Таблица 3.21

Мнение общественности в отношении анонсированных проектов терминалов на восточном побережье США

[171]

Степень оппозиции	Терминал	Компания
Проект поддержан	Провиденс, Род-Айленд	Keyspan и BG
Средняя	Краун Лэндинг, Нью-Джерси	BP
Сильная	Фолл Ривер, Массачусетс Сомерсет, Массачусетс	Weaver's Cove Energy Somerset LNG
Проект отклонен	Харпсвелл, Мэн Рэдио Айленд, Сев. Каролина	Farewinds
Мнение не сформировано	Нет данных	Нет данных

Из 6 предложений по строительству терминалов на восточном побережье США, два были отклонены, а два, предложенные для Массачусетса, встретили серьезную оппозицию. В частности, был отклонен местными жителями проект строительства терминала в г. Харпсвелл, шт Мэн, несмотря на явные экономические выгоды (50 новых рабочих мест, 8 млн долл. доходов в бюджет), поддержку администрации штата. Местных жителей больше всего беспокоили возможные угрозы рыбному промыслу. В отношении терминала в г. Фолл-Ривер, шт. Массачусетс (компания-оператор Cove Energy) оппозиция была вызвана тем, что местным жителям дали мало времени, чтобы ознакомиться с проектом и оценить его последствия.

Терминалы, предложенные для размещения на побережье Мексиканского залива, не встретили сильной оппозиции, а наоборот, некоторые из них получили поддержку благодаря экономическим выгодам.

Исключениями стали 2 терминала в г. Мобайл, шт. Алабама, а также терминал Пинто-Айленд компании Cheniere Energy.

Мнения общественности относительно газовых терминалов, проектируемых в районе Мексиканского побережья США, представлены в табл. 3.22.

Таблица 3.22

Мнение общественности в отношении строительства газовых терминалов на побережье Мексиканского залива США [171]

Степень оппозиции	Проект	Компания
Проекты поддержаны	Сабина Пасс, Луизиана	Cheniere
	Хэкберри, Камерон, Луизиана	Sempra Energy
	Порт Пеликан, Луизиана	Chevron Texaco
	Энерджи Бридж, Луизиана	El Paso Global
	Корпус-Кристи, Техас	Exxon Mobil, Cheniere
	Инглсайд, Техас	Occidental Petroleum
Средняя	Гольден Пасс (шельф), Техас	Exxon Mobil
	Фрипорт, Техас	Conoco-Phillips
	Мэйн Пасс (шельф), Луизиана	Main Pass Energy
	Компас Порт, Луизиана	Conoco-Phillips
Сильная	Мобайл, Алабама	Exxon Mobil
Сильная	Пинто Айленд, Алабама	Cheniere
Проект отклонен	Либерти, Луизиана	Liberty LNG
Мнение не сформировано	Галф Лэндинг, Луизиана	Shell
	Браунсвилл, Техас	Cheniere
	Шельф Мексиканского залива	Exxon Mobil

В достаточно сложном положении находятся ряд проектов по строительству газовых терминалов в других регионах Северной Америки (табл. 3.23).

Причины протестов против строительства терминалов по приемке СПГ: опасная близость к таким объектам, как атомные электростанции, опасность нападений террористов, повышенная взрыво- и пожароопасность объектов хранения СПГ.

Перспективы роста числа терминалов показаны в табл. 3.24.

Таблица 3.23

Отношение общественности к строительству газовых терминалов в Канаде и Мексике [171]

Степень оппозиции	Терминал	Компания
Проекты поддержаны	Лазаро Карденас, Мексика	Repsol-YPF
	Пойнт Таппер, Канада	Access Northeast Energy
Средняя	Альтамира, Мексика Сент-Джон, Канада	Shell/Total Irving Oil
Сильная	Шельф Южной Калифорнии, Мексика	Conoco Phillips
	Шельф Южной Калифорнии, Мексика	Chevron-Texaco
	Коста Азуль, Мексика	Shell/Sempra
	Калипсо, Багамы	Tractebel
Проекты отвергнуты	Тихуана, Мексика Лазаро Карденас, Мексика	Marathon Oil Tractebel
Мнение не сформировано	Акапулько, Мексика	El Paso
	Тампико, Мексика	Sempra
	Баха, Мексика	BEV de Mexico
	Пуэрто Либертад, Мексика	DKRW Energy

Таблица 3.24

Терминалы и регазификационные заводы [171]

Регионы мира	Действующие в 2005 г.		Строящиеся		Одобренные	
	Кол-во	Мощность, млрд м ³ /год	Кол-во	Мощность, млрд м ³ /год	Кол-во	Мощность, млрд м ³ /год
Европа	13	111,6 (18,9%)	7	50,0	–	–
Азиатско-Тихоокеанский регион	33	427,6 (72,3%)	9	102,9	–	–
Америка	7	52,0 (8,8%)	4	61,4	14	151,8
Итого	53	591,2 (100%)	20	214,3	14	151,8

В ряде случаев мнение общественности вынуждает свертывать проекты. Часто бывает, что опасность нагнетается искусственно, ситуация используется политиками, желающими заработать популярность. Понятно, что протестовать легче, чем строить дорогостоящие объекты. Организованные протесты требуют меньше усилий, чем активная деятельность. Следует отметить, что производственная цепочка по выработке СПГ, его хранению, загрузке танкеров, транспортировке, разгрузке танкеров, регазификации тщательнейшим образом регламентирована, имеет многократное дублирование, регламенты и инструкции неукоснительно соблюдаются, постоянно проводится мониторинг состояния всех объектов. В последнее время полномочной комиссией США по урегулированию энергопотребления разработаны основные принципы моделирования мероприятий по безопасности, которые будут использоваться при оценке применения новых терминалов. Разработанная система позволяет моделировать уровни выбросов и скорости их распространения при разливах СПГ, оценивать пределы и термические характеристики пожаров. Танкеры-метановозы имеют двойные корпуса и другие устройства безопасности, строго разделенные зоны при заходе в порты.

Практика деятельности объектов производства, хранения, транспортировки и применения СПГ за более чем 40-летний период показала, что число аварий или несчастных случаев было ничтожно.

Крупная авария случилась в 1959 г. (т.е. еще до начала промышленного производства СПГ с целью экспорта). На электростанции в Кливленде, шт. Огайо, США, взорвался СПГ, предусмотренный на случай покрытия пиковых нагрузок. При аварии погибло 128 человек и 225 человек получили ранения. В 1979 г. на терминале Коув Пойнт, шт. Мэриленд, США произошел выброс СПГ. Авария обошлась без человеческих жертв. В 2004 г. произошла авария на заводе сжижения в г. Скикда (Алжир), унесшая жизни 27 человек и нанесящая увечья 55 людям. Это, конечно, печальная статистика. Однако надо назвать и такие цифры: за всю историю индустрии СПГ было совершено 35000 рейсов океанских танкеров-метановозов, которые прошли более 60 млн миль и ни один рейс не был аварийным. Флот танкеров-метановозов считается одним из наиболее безопасных [172].

Качественные характеристики СПГ. Среди действующих установок только оборудование завода Кенай на Аляске позволяет получать СПГ в виде чистого метана. На заводах Скикда в Алжире и Атлантик в Тринидаде и Тобаго предусмотрено извлечение этана (94% от потенциала), пропана и бутанов (97% от потенциала) и пентанов (99,5% от потенциала). Этан, извлекаемый на заводе в Алжире используется как сырье на соседнем нефтехимическом комбинате. Пропан и бутаны в виде сжиженного газа являются товарными продуктами и реализуются в регионах производства СПГ по сложившимся там ценам. Схема извлечения сжиженных газов C_3 – C_4 используется на заводах Бонни Айленд в Нигерии и Норт Вест Шельф в Австралии. На заводах, работающих в Юго-Восточной Азии (Арун и Бонтанг в Индонезии, Бинтулу – в Малайзии) углеводороды C_2 – C_4 не извлекаются и потребителям в Японии, Ю.Корее, на о. Тайвань поступает так называемый «жирный» газ высокой калорийности, содержащий этан, пропан и бутаны. Заводы на Ближнем Востоке, ориентированные на азиатских потребителей, также отгружают «жирный» газ. Заводы ближневосточного региона, экспортирующие СПГ в Европу и США, при производстве СПГ частично извлекают этан, практически полностью пропан и бутаны, которые используются для обеспечения местных нефтехимических предприятий или как экспортный товар.

Ситуация, сложившаяся на заводах по производству СПГ, во многом связана с особенностями потребления СПГ в различных регионах и странах мира.

В азиатских странах – потребителях СПГ исторически сложилась практика потребления высококалорийного газа. В странах континентальной Европы развиты две распределительных сети природного газа: низкокалорийного газа – это, в основном, потребители газа месторождения Гронинген (Голландия, Бельгия, Северная Франция) и высококалорийного газа – это потребители в странах, импортирующих газ из Норвегии, России и Алжира. В США, а в будущем и в Великобритании, потребители ориентированы на использование низкокалорийного газа.

Характеристиками калорийности газа являются показатели теплотворной способности и теплового эквивалента (отношение теплотворной способности к квадратному корню из относительной плотности).

По степени калорийности можно выделить:

- высококалорийный газ (используется в Японии, Ю.Корее, на о. Тайвань) – более 43 млн джоулей/ m^3 ;
- низкокалорийный (используемый в США и Великобритании) – менее 39 млн джоулей/ m^3 ;
- среднекалорийный – 39–40 млн джоулей/ m^3 .

С целью приведения состава газа к виду, принятому в соответствующем регионе, существуют методы регулирования. В частности, для увеличения калорийности газа к нему могут быть добавлены сжиженные пропан и бутан; для уменьшения калорийности – может быть использовано разбавление азотом; для получения нужного значения калорийности – может быть осуществлено смешение потоков высококалорийного и низкокалорийного газов.

В США, где за десятилетия была создана мощная газоперерабатывающая промышленность, на более чем 500 газоперерабатывающих заводах из природного (богатого этаном) и попутного нефтяного газа извлекаются этан, пропан и бутаны, а также углеводороды C_{5+} . Этан и, частично пропан и бутаны, используются в качестве сырья на нефтехимических предприятиях; бутаны, пентаны и углеводороды C_{6+} – на нефтеперерабатывающих заводах. Извлечение ценных углеводородов из газа – это аксиома для американского нефтегазового бизнеса.

Однако в связи с расширением поступления на американский рынок сжиженного природного газа возникла дилемма: извлекать ли углеводороды (кроме метана) из СПГ или оставлять их в составе газа. Извлечение углеводородов дает возможность получить дополнительную товарную продукцию (этан, пропан, бутаны) и тем самым снизить температуру конденсации углеводородов, т.е. создать условия для беспрепятственной транспортировки газа по трубопроводам к потребителям. Сохранение углеводородов (кроме метана) в составе газа позволяет получать высококалорийный газ.

В связи с тем, что в последнее время цены на газ в США повысились и установилась довольно заметная разница между низко- и высококалорийным газом, компании, реализующие газ, считают целесообразным оставлять более тяжелые углеводороды в составе газа, мотивируя это решение нежеланием нести расходы на извлечение углеводородов и более высокими ценами на высококалорийный газ.

Сложилась ситуация, противоречащая экономической логике и называемая «перевернутой экономикой». Потребители же ориентируются на газ, не содержащий ничего, кроме метана, т.к. при использовании такого газа у них не возникает никаких проблем. В перспективе поступающий во Флориду СПГ из Тринидада и Тобаго будет использоваться без извлечения углеводородов (содержит небольшое количество пропана и бутанов). СПГ, поступающий на терминалы Калифорнии, будет подвергаться извлечению из него этана, пропана, бутанов и углеводородов C₅₊.

Возможности совершенствования технологий в индустрии СПГ. Перспективы развития мировой индустрии СПГ кроме роста спроса связаны с возможностями улучшения технологий. По оценкам специалистов компании Exxon Mobil Corp. такие возможности имеются в каждом из звеньев технологической цепочки СПГ.

Стадия добычи газа.

Увеличение добычи природного газа достигается за счет роста производительности скважин. При добыче газа на шельфовых месторождениях и в северных регионах используется оборудование высокой степени заводской готовности. При транспортировке газа от месторождения к берегу могут использоваться специальные ингибиторы гидратообразования, благодаря которым улучшаются условия транспортировки. В сумме эти усовершенствования приводят к снижению стоимости исходного газа. Особо следует отметить новые технологии, разрабатываемые для арктических зон газодобычи (гравитационные платформы, термосваи и т.п.).

Стадия сжижения газа.

Главные усилия разработчиков направлены на достижение оптимального уровня термодинамического КПД процесса. Это достигается путем реализации нововведений: регулирование подачи сырья, предварительное охлаждение газа, использование компрессора с прямым газотурбинным приводом, применение пропанового и смешанного холодильных циклов. Оптимальным уровнем мощности технологической линии считается 7–8 млн т/год (9,7–10,8 млрд м³/год). Большое влияние на улучшение работы оборудования стадии сжижения имеют успехи в области производства компрессоров.

Стадия транспортировки СПГ.

Главными направлениями технических нововведений в сооружение танкеро-метановозов нового поколения являются: увеличение грузоподъемности, совершенствование конструкции, повышение экономичности двигателей, создание танкеров с ледокольным подкреплением для плавания в северных морях. При конструировании танкеро-метановозов используются модельные расчеты и реальные испытания.

Стадия регазификации.

Наряду с созданием традиционных заводов регазификации на берегу проектируются способы регазификации на борту танкера, плавающие регазификационные установки, введены в эксплуатацию модульные резервуары, созданные по технологии компании Exxon Mobil Corp.

С учетом нововведений по каждой из стадий технологической цепочки индустрия СПГ имеет беспрецедентные возможности роста.

3.2.8. Мировая система СПГ

В заключении раздела представлена в динамике интегрированная система, являющаяся совокупностью мощностей по сжижению природного газа стран-экспортеров, перечнем стран-импортеров, характеристикой инфраструктуры бизнеса (транспортные системы, метановозы, терминалы, заводы регазификации) и отдельными экономическими

показателями (табл. 3.25).

Таблица 3.25

Мировая система СПГ			
Показатели	1992 г.	1995 г.	2005 г.
Мощности по сжижению природного газа	Страны-производители: Алжир, Ливия, Абу-Даби, Малайзия, Индонезия, Бруней, Австралия, США (Аляска)	Расширение мощностей до 106,5 млрд м ³ /год. Новый производитель – Катар	Расширение мощностей до 217 млрд м ³ /год. Новые производители: Тринидад и Тобаго, Оман, Нигерия, Египет
Страны-импортеры	Япония, Южная Корея, Тайвань, США, Франция, Испания, Бельгия, Великобритания	Новый импортер – Италия	Новые импортеры: Турция, Пуэрто-Рико, Греция, Португалия, Доминиканская Респ., Индия
Инфраструктура СПГ	20 международных транспортных систем, 21 терминал, 29 заводов по регазификации, 71 танкеро-метановозов	27 международных систем транспортировки, 33 терминала, 30 регазификационных заводов, 85 танкеро-метановозов	44 международных транспортных системы, 53 терминала, 40 регазификационных заводов, 170 танкеро-метановозов
Удельные капиталовложения в создание заводов по сжижению, долл./т	480	350	250

К 2010 г. в число стран-производителей войдут Египет, Ангола, Намибия, Венесуэла, Норвегия, Россия. Расширится и круг импортеров за счет ряда европейских, южноамериканских стран, Канады и Мексики, Китая, Индии и др. стран.

В 2002 г. число танкеро-метановозов достигло 130; они осуществляли перевозки на 100 транспортных маршрутах и составляли систему из 44 торговых потоков между 13 странами-экспортерами и 12 странами-импортерами.

Суммарные годовые мощности заводов по сжижению в мире в 2002 г. превысили 170 млрд м³ в год. В 2010 г., согласно прогнозу МЭА, они возрастут (млрд м³) более чем до 200, в 2010–2015 гг. – до 250–270, в 2020 г. – до 300–330.

По состоянию на 2002 г. мировые мощности заводов по регазификации оценивались в 160 млрд м³ в год. К 2010–2015 гг. прогнозируется их рост до 260 млрд, к 2020 г. – до 360 млрд м³.

В 2002 г. мировая торговля СПГ составила 150 млрд м³ при общем объеме торговли газом более 580 млрд м³ и добыче 2527 млрд м³. К 2006 г. мощности по производству СПГ составили 217 млрд м³/год, в число производителей вошли Тринидад и Тобаго, Оман, Нигерия, Египет, а в число потребителей Турция, Пуэрто-Рико, Греция, Португалия, Доминиканская Республика, Индия. Доля СПГ в торговле газом, как ожидает МЭА, в 2010 г. составит 28%, 2020 г. – 34–35%, а объемы производства возрастут соответственно до 220–250 млрд м³. Следует также отметить, что ряд факторов может повлиять на изменение доли СПГ в мировой торговле газом: рост его использования для покрытия сезонных колебаний спроса будет способствовать увеличению доли СПГ, а расширение производства электроэнергии в местах добычи и использования методов химической переработки природного газа в жидкие продукты – ее уменьшению [173].

В мировой системе СПГ присутствуют серьезные игроки: ведущие нефтегазовые компании-мэйджоры, национальные компании нефтегазового и энергетических секторов экономики [174].

К числу ведущих относятся:

- группа компаний Royal Dutch/Shell. Компании группы Shell прямо и косвенно владеют: долей участия (25,6%) в компании Nigeria LNG Limited (NLNG), эксплуатирующей завод СПГ в Нигерии (производительность – 8,0 млрд м³/год с перспективой расширения до 23 млрд м³/год СПГ); 30% завода в Омане (производительность – 9,1 млрд м³/год), 1/3 регазификационного завода Cove Point в США, в также долями в австралийских,

малайзийских и прочих проектах. Shell также имеет 55% Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (проект «Сахалин-2»). Для поставок сжиженного газа используется флот СПГ-танкеров, находящийся в собственности Brunei Shell Tankers Sendirian Berhad (Shell принадлежит 50-процентная доля).

- компания Exxon Mobil, которая участвует в проекте по производству СПГ в Катаре мощностью 9 млрд м³/год (доля – 25%), ведет переговоры по реализации проектов СПГ в Йемене (доля участия Exxon Mobil – 14,8%), является оператором крупнейшего в Индонезии месторождения природного газа Арун, с которого газ поставляется на завод СПГ PT Arun.
- BP, которой принадлежит 10% в проекте Adgas в Абу-Даби, 1/6 участия в австралийской компании North West Shelf, 34% в Atlantic LNG в Тринидаде и Тобаго. Компания ведет в Европе строительство СПГ-терминала, интегрированного с электростанцией в Бильбао. А также первого в Китае объекта для импорта СПГ; проект предусматривает строительство СПГ-терминала производительностью 4,5 млрд м³/год и магистрального трубопровода совместно с China National Offshore Oil Corporation (CNOOC).
- компания Sonatrach (алжирская нефтегазовая компания), которой принадлежат четыре завода СПГ с общей годовой производительностью на уровне 30,5 млрд м³ природного газа. Кроме того, Sonatrach владеет компанией Societe Nationale de Transport Maritime des Hydrocarbures et des Produits Chimiques (SNTM-HYPROC), которая располагает 16 судами и специализируется на морских перевзках СПГ. – итальянский энергетический концерн ENI, который владеет регазификационным заводом в Панигапья (Лигурия) и единственным в Италии терминалом по приему СПГ (годовая мощность 3,5 млрд м³). ENI также принадлежит четыре СПГ-танкера, 33,34-процентная доля участия в Galf Energia – португальской энергетической компании, занимающейся первичным и вторичным распределением природного газа и работающей во вторичных отраслях нефтяной промышленности. Galf Energia, в свою очередь, совладелец СПГ-терминала Синеш. – японская многопрофильная корпорация Mitsui and Co Ltd. Участвует в четырех действующих проектах по производству СПГ: Abu Dhabi Gas Liquefaction Limited мощностью 6,9 млрд м³/год (Mitsui принадлежит 15% акций), Northwest в Австралии производительностью 10,4 млрд м³/год (8,33%), а также в Qatar Liquefied Gas Company производительностью 10,6 млрд м³/год и Oman LNG, выпускающем 9,1 млрд м³/год СПГ. Mitsui также владеет 25%-ной долей в Sakhalin Energy. Кроме того, компания выкупила блокирующий пакет акций регазификационного терминала в Мексике у Shell.
- японская газовая компания Osaka Gas, импортирующая СПГ из Индонезии, Австралии, Брунея, Малайзии, Катара и Омана. Компания содержит флот из трех СПГ-танкеров.
- французский государственный концерн Gaz de France (GdF), обладающий хорошими позициями на СПГ-рынке, ведь свыше 25% поставок GdF осуществляется в виде сжиженного природного газа. Компания является оператором двух терминалов по регазификации, один из которых находится на южном побережье Франции в Фос-Сюр-Мер (производительность на уровне 4,5 млрд м³/год), другой – в Монтуар-де-Бретань близ Нанта (10 млрд м³). Последний считается крупнейшим в Европе, он может обслуживать танкеры любого водоизмещения. В настоящее время в Монтуар-де-Бретань поставляется СПГ из Алжира и Нигерии. Gaz de France владеет 12% в месторождении Snohvit (Сновит) в Баренцевом море, на базе которого строится завод по производству СПГ. Принимает участие в строительстве в Индии регазификационного терминала производительностью 5 млн т СПГ в год.
- бельгийская торговая компания Tractebel, которая имеет портфель контрактов по продаже СПГ на 10 млрд м³ в год. Основные поставщики – Алжир и Тринидад и Тобаго. В распоряжении компании находятся пять СПГ-танкеров, ведется строительство двух судов для долгосрочного фрахта.
- малайзийская государственная нефтегазовая компания Petronas, владеющая владеет 60% двух СПГ-заводов в Бинтулу (производительность – 11,2 и 10,8 млрд м³/год). Имеет свой

танкерный флот.

3.3. Мировая торговля СПГ

3.3.1. Экспорт и импорт СПГ

Международная торговля СПГ началась с пробных отгрузок СПГ из штата Луизиана (США) в 1954 г. Успех этой сделки положил начало первому международному коммерческому проекту СПГ в 1964 г., в котором приняли участие компании Arzew (Алжир) и British Gas (Великобритания). Этот проект подразумевал поставки 1,13 млрд м³ СПГ в год. Контракт был заключен на 15 лет. Развитие торговли СПГ было продолжено контрактами между Алжиром и Францией в 1965 г. и Аляской и Японией в 1969 г. Экспорт газа увеличился в десять раз за период с 1966 г. по 1980 г., и еще в 3,5 раза в период 1981–1997 гг., поскольку это было выгодно как экспортерам, так и импортерам СПГ. Рост экспорта продолжился в период 1998–2001 гг.

Проекты СПГ имеют комплексный характер и, как правило, объединяют усилия инвесторов, владельцев газа, компаний-потребителей и фирм-операторов. К примеру, в Индонезии собственник недр (государственная компания Pertamina) имеет полный контроль и работает с оператором (Mobil Oil Indonesia) на условиях соглашения о разделе продукции. Pertamina также владеет заводом по сжижению, три оператора ответственны за переработку газа (PT Arun Natural Gas Liquefaction Company, Mobil Oil Indonesia и Japan Indonesia LNG Company). Burmah Gas Transport Limited является подрядчиком в погрузочных операциях на основаниях соглашений о перевозках с компанией Pertamina. Burmah Gas Transport Limited также отвечает за продажу газа конечным потребителям, включая Nippon Steel Corp., Osaka Gas и еще три японские компании, занимающиеся производством электроэнергии.

Примеры участия в проектах СПГ различны и меняются во времени. К примеру, до 1971 г. в Алжире правительство и частные компании имели смешанное участие в проектах СПГ. Но с 1971 г. правительство страны увеличило свою долю в проектах до 100% в производственной части и до 50% в перевозках. В Брунее правительство имело только 10% акций завода по сжижению, позднее оно увеличило свою долю в проекте до 1/3, включая транспорт и сбыт.

Основными экспортерами СПГ являются страны Северной Африки (Алжир, Ливия, Нигерия), Ближнего Востока (Абу-Даби, Катар, Оман), Юго-Восточной Азии (Малайзия, Индонезия, Бруней), а также Австралия, США (Аляска), Тринидад и Тобаго.

Динамика экспорта СПГ представлена в табл. 3.26.

Таблица 3.26

Экспорт СПГ в мире (млрд м³) [6]

Страны	Годы														
	1980	1985	1990	1994	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Алжир	6,7	12,6	19,1	18,12	21,71	24,3	24,9	26,5	27,3	25,6	26,9	28,0	25,8	25,7	
Ливия	1,9	1,1	1,2	1,48	2,34	1,1	0,9	1,0	0,8	0,8	0,6	0,8	0,6	0,9	
Нигерия	–	–	–	–	–	–	–	0,2	6,1	7,8	7,9	11,8	12,6	12,0	
Египет	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6,9	
Абу-Даби	2,6	3,1	3,2	4,25	7,02	7,5	7,1	7,0	6,9	7,1	6,9	7,1	7,4	7,1	
Катар	–	–	–	–	–	2,9	4,8	8,7	14,1	16,6	18,6	19,2	24,1	27,1	
Оман	–	–	–	–	–	–	–	–	2,8	7,4	8,0	9,2	9,0	9,2	
Австралия	–	–	3,9	8,53	8,97	9,8	9,9	10,0	9,9	10,1	10,0	10,5	12,2	14,9	
Бруней	7,5	6,9	7,2	7,72	8,32	8,2	8,1	8,4	9,1	9,0	9,2	9,7	9,5	9,2	
Индонезия	11,5	19,9	27,5	35,09	31,85	35,7	36,1	39,4	36,9	32,2	34,4	35,7	33,5	31,5	
Малайзия	–	5,9	8,6	10,99	13,65	20,1	19,4	20,4	20,7	20,9	20,5	23,4	27,6	28,5	
США	1,2	0,8	1,4	1,57	1,56	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,7	1,8	
Тринидад и Тобаго	–	–	–	–	–	–	–	2,1	4,0	3,7	5,3	11,8	14,0	14,0	
Итого	31,4	50,3	72,1	87,75	95,42	111,3	113,0	125,5	140,4	143,0	150,0	168,8	178,0	188,8	

Основными импортерами СПГ являются Япония, Франция, Испания, Бельгия, Южная Корея, Тайвань, Пуэрто-Рико, США, Италия, Турция, Греция. Объемы потребления СПГ в мире приведены в табл. 3.27.

Таблица 3.27

Импорт СПГ в мире (млрд м³) [6]

Страны-импортеры	Годы												
	1980	1985	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Япония	22,62	36,79	47,19	59,93	64,3	66,1	70,1	73,6	74,1	72,7	79,8	77,0	76,3
Франция	2,08	7,80	9,10	9,75	9,2	9,8	10,2	11,8	10,5	11,5	9,9	7,6	12,8
Испания	1,82	2,34	4,42	7,54	6,7	5,9	7,5	9,4	10,1	12,3	15,0	17,5	21,8
Бельгия	–	2,34	3,90	3,90	4,5	4,3	4,0	4,3	2,4	3,3	3,2	2,9	3,0
Южная Корея	–	–	2,99	7,93	15,7	14,3	17,7	19,8	21,8	24,1	26,3	29,9	30,5
Тайвань	–	–	1,04	3,25	4,1	4,7	5,4	6,0	6,3	7,0	7,5	9,1	9,6
США	2,34	0,65	2,47	1,04	2,0	2,3	4,8	6,6	6,7	6,5	14,4	18,5	17,9
Доминиканская Респ.	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,2	0,2
Пуэрто-Рико	–	–	–	–	–	–	–	0,4	0,5	0,6	0,8	0,7	0,7
Италия	1,30	0,26	–	0,13	1,9	2,0	2,8	3,6	5,3	5,7	5,6	5,9	2,5
Турция	–	–	–	1,95	2,9	3,6	3,0	4,4	4,8	5,4	5,0	4,2	4,9
Греция	–	–	–	–	–	–	–	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5
Португалия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,4	0,7	1,3	1,6
Великобритания	0,78	–	0,13	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,5
Индия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,6	6,0
Итого	30,94	50,18	71,24	95,42	111,3	113,0	125,5	140,4	143,0	150,0	168,8	178,0	188,8

Структура продаж СПГ по экспортным зонам представлена в табл. 3.28.

Таблица 3.28

Структура продаж СПГ по экспортным зонам [6]

Годы	Экспортные зоны								Всего	
	Азия и Океания		Африка		Ближний Восток		Северная Америка			
	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%
1980	19,0	60,5	8,6	27,4	2,6	8,3	1,2	3,8	31,4	100,0
1985	32,7	65,0	13,7	27,2	3,1	6,2	0,8	1,6	50,3	100,0
1990	47,2	65,5	20,3	28,2	3,2	4,4	1,4	1,9	72,1	100,0
1995	62,8	65,8	24,0	25,2	7,0	7,3	1,6	1,7	95,4	100,0
2000	76,6	54,6	34,2	24,4	23,8	17,0	5,8	4,0	140,4	100,0
2002	74,1	49,4	35,4	23,6	33,5	22,3	7,0	4,7	150,0	100,0
2003	79,2	46,9	40,5	24,0	35,5	21,0	13,6	8,1	168,8	100,0
2004	82,8	46,5	39,0	21,9	40,6	22,8	15,6	8,8	178,0	100,0
2005	84,0	44,5	45,5	24,1	43,5	23,0	15,8	8,4	188,8	100,0

Самым крупным экспортером СПГ в мире является **Индонезия**. Несмотря на экономический кризис 1997–1998 гг., она продолжает строительство и обновление дорогостоящих установок сжижения природного газа. В частности, здесь запущен завод Train H и готовится к пуску проект Tangguh, в строительстве которого участвуют такие компании, как British Gas и Arco. Но судьба этого проекта будет зависеть от успешного поиска покупателей производимой на нем продукции. Отметим, что индонезийские заводы по сжижению СПГ не пострадали во время чудовищного по силе цунами в 2005 г.

В число ведущих поставщиков сжиженного природного газа на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) входит **Малайзия**. Крупнейшая нефтегазовая корпорация этой страны – Petronas прочно закрепилась на рынках Японии, Южной Кореи и Тайваня. Достижением компании было соглашение с компанией Metropolis на поставку газа в Индию в течение 20 лет, начиная с 2002 г.

Австралия занимает в АТР особое место, связанное с ее географическим положением, которое негативно влияет на продажу добываемого здесь газа на внутреннем рынке Азиатско-Тихоокеанского региона. Имея запасы газа более чем 1,2 трлн м³ и возможности довести добычу почти до 56 млрд м³, она постоянно сталкивается с проблемой поиска

покупателей. Попытка завоевания своего места на китайском и тайваньском рынках встречает серьезную конкуренцию со стороны Индонезии и Малайзии. Выходом из сложившейся ситуации может стать реализация проекта по строительству трубопровода до Папуа – Новой Гвинеи стоимостью 3,5 млрд долл. Пока же основными потребителями СПГ Австралии являются Япония, США, Турция и Испания.

Увеличение потребления СПГ в регионе связано с ухудшающейся экологической обстановкой в странах АТР. Широкое использование нефтепродуктов в Японии создало критическую ситуацию во многих городах, Китай является лидером по ядовитым выбросам, что связано, прежде всего, с высоким процентом использования угля в промышленности. Согласно прогнозам, рост потребления сжиженного газа должен произойти за счет уменьшения использования угля и нефти.

За период 1980–2005 гг. удельный вес региона снизился с 65% до 44,5%.

Африканские страны несколько снизили свою долю в суммарном экспорте СПГ. Стабилизация объемов поставок из Алжира, рост поставок из Нигерии, новые проекты в Египте, Анголе и других африканских странах позволят этой экспортной зоне и в перспективе сохранить не менее четверти в структуре мирового экспорта СПГ.

Промышленность СПГ в ближневосточной экспортной зоне пережила в конце 90-х годов строительный бум. Расширились действующие и были пущены новые установки по производству СПГ. Свою программу в области СПГ осуществляет Йемен [175]. Катарские компании Rasgas и Qatargas намечают строительство новых линий по производству СПГ. Компания Oman LNG, которая недавно ввела две новые линии, намерена соорудить и третью мощностью 3,0 млн т/год (4,1 млрд м³/год). Для ближневосточных продуцентов, которые традиционно реализовали СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе по долгосрочным контрактам с энергетическими компаниями Японии, Южной Кореи и Тайваня, новыми рынками сбыта теперь выступают западноевропейские страны и США, закупающие у них газ на спотовой и краткосрочной основе. Свои планы производства СПГ ближневосточные страны связывали в значительной мере со сбытом в Индию [176, 177]. Однако ситуация с превращением Индии в крупного импортера СПГ пока остается неопределенной. Тормозом для расширения в стране энергетического сектора (в том числе на базе СПГ) явилась неспособность правительства страны разработать действенный ценовой режим. В результате этого по меньшей мере 10 проектов экспорта СПГ в Индию отстают от графика. Тем не менее Йемен, при поддержке французской компании Total AS принял решение о строительстве двух блоков по сжижению природного газа, увязав это с необходимостью продолжить переговоры с Indigas, консорциумом в составе государственной индийской компании Gas Authority of India, частной индийской компанией Tata и французской Total [176]. Доля ближневосточных стран в экспорте СПГ с 8,3% в 1980 г. возросла до 23,0% в 2005 г.

Американская экспортная зона, до недавнего времени представленная заводом на Аляске, пополнилась крупным производством в Тринидаде и Тобаго (Atlantic LNG). На подходе создание заводов по сжижению природного газа в Венесуэле, Перу.

Таблица 3.29

Структура импорта СПГ по географическим зонам [6]

Годы	Импортные зоны						Всего	
	Азиатская		Европейская		Американская			
	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%
1980	22,6	73,1	6,0	19,4	2,3	7,5	30,9	100,0
1985	36,8	73,3	12,7	25,3	0,7	1,4	50,2	100,0
1990	51,2	71,8	17,6	24,7	2,5	3,5	71,3	100,0
1995	71,1	74,5	23,3	24,4	1,0	1,1	95,4	100,0
2000	99,2	70,8	34,0	24,2	7,0	5,0	140,2	100,0
2002	103,8	69,2	39,1	26,1	7,1	4,7	150,0	100,0
2003	113,5	67,2	40,0	23,7	15,3	9,1	168,8	100,0
2004	118,6	66,6	40,0	22,5	19,4	10,9	178,0	100,0
2005	122,4	64,8	47,6	25,2	18,8	10,0	188,8	100,0

Заметно изменилась география торговли СПГ (рис. 17). Перспективы торговли СПГ представлены на рис. 18. Торговля СПГ с распределением по отдельным странам представлена в табл. 3.30–3.32.

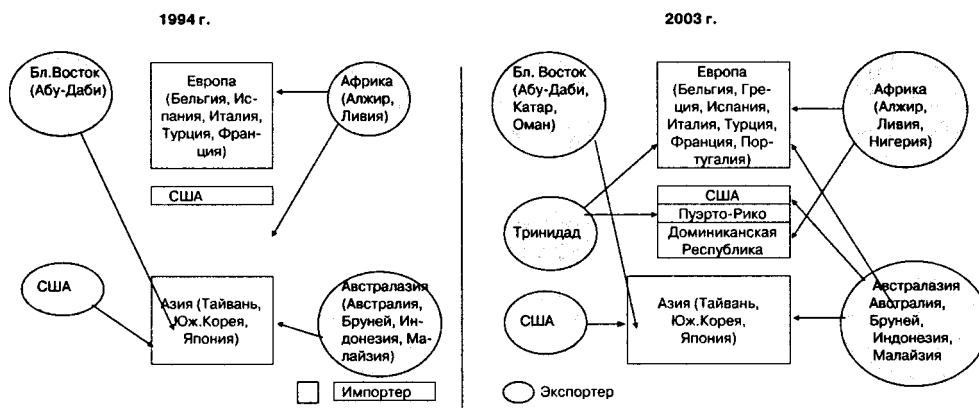


Рис. 17. География торговли СПГ

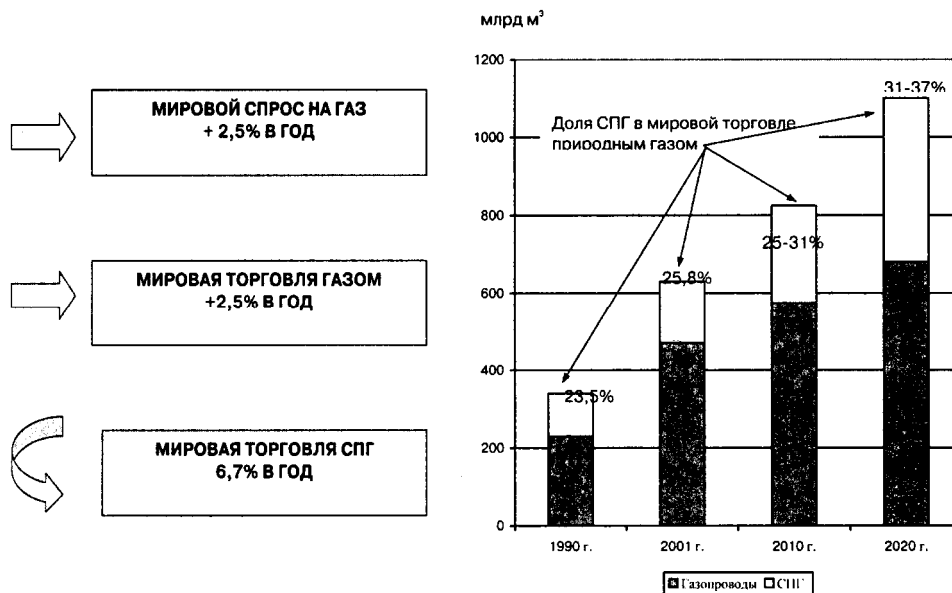


Рис. 18. Развитие мировой торговли природным газом

Таблица 3.30

Международная торговля СПГ в 1998 г. [6]

(млрд м³)

Экспортеры	Северная Америка	Африка		Средний Восток		Азия-Океания				Всего импорт
	США	Алжир	Ливия	Абу-Даби	Катар	Австралия	Бруней	Индонезия	Малайзия	
Импортёры										
Северная Америка										
в т.ч. США	—	2,0	—	0,1	—	0,2	—	—	—	2,3
Западная Европа										
в т.ч.										
Бельгия	—	4,3	—	—	—	—	—	—	—	4,3
Франция	—	9,8	—	—	—	—	—	—	—	9,8
Италия	—	1,9	—	0,1	—	—	—	—	—	2,0
Испания	—	3,9	0,9	0,6	0,5	—	—	—	—	5,9

Экспортеры	Северная Америка	Африка		Средний Восток		Азия-Океания				Всего импорт
	США	Алжир	Ливия	Абу-Даби	Катар	Австралия	Бруней	Индонезия	Малайзия	
Импортёры										
Турция	–	3,0	–	–	0,6	–	–	–	–	3,6
Азия-Океания										
в т.ч.										
Япония	1,8	–	–	6,2	3,7	9,7	7,3	24,2	13,2	66,1
Южная Корея	–	–	–	0,1	–	–	0,8	9,5	3,9	14,3
Тайвань	–	–	–	–	–	–	–	2,4	2,3	4,7
Всего экспорт	1,8	24,9	0,9	7,1	4,8	9,9	8,1	36,1	19,4	113,0

Таблица 3.31

Международная торговля СПГ в 2001 г. [6]

(млрд м³)

Экспорт в	Экспорт из													Всего импорт
	США	Тринидад и Тобаго	Оман	Катар	ОАЭ	Алжир	Ливия	Нигерия	Австралия	Бруней	Индонезия	Малайзия	Тайвань	
Северная Америка														
США	–	2,62	0,34	0,64	–	1,84	–	1,08	0,07	–	–	–	–	6,59
Южная и Центр. Америка														
Пуэрто-Рико		0,58	0,05											0,63
Европа														
Бельгия	–	–	–	–	–	2,32	–	0,08	–	–	–	–	–	2,40
Франция	–	–	–	1,15	–	9,80	–	0,50	–	–	–	–	–	10,45
Греция	–	–	–	–	–	0,50	–	–	–	–	–	–	–	0,50
Италия	–	–	–	–	–	2,25	–	3,0	–	–	–	–	–	5,25
Португалия	–	–	–	–	–	–	–	0,26	–	–	–	–	–	0,26
Испания	–	0,45	0,91	0,78	0,02	5,20	0,77	1,71	–	–	–	–	–	9,84
Турция	–	–	–	–	–	3,63	–	1,20	–	–	–	–	–	4,83
Азиатско-Тихоокеанский регион														
Япония	1,79	–	0,83	8,30	6,89	–	–	–	10,05	8,20	22,74	15,27	–	74,07
Южная Корея	–	–	5,30	6,67	0,17	–	–	–	0,08	0,80	5,36	3,04	0,41	21,83
Тайвань	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,70	2,60	–	6,30
Всего экспорт	1,79	3,65	7,43	16,54	7,08	25,54	0,77	7,83	10,20	9,00	31,80	20,91	0,41	142,95

Таблица 3.32

Международная торговля СПГ в 2005 г. [6]

Страны-импортёры	Страны-экспортеры													Всего импорт
	США	Тринидад и Тобаго	Оман	Катар	ОАЭ	Алжир	Ливия	Нигерия	Египет	Австралия	Бруней	Индонезия	Малайзия	
США	–	12,44	0,07	0,08	□	2,75	–	0,23	2,05	–	–	–	0,25	17,87
Доминиканская Республика	–	0,25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,25
Пуэрто-Рико	–	0,67	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,67
Бельгия	–	0,08	–	–	–	2,90	–	–	–	–	–	–	–	2,98
Франция	–	–	0,08	–	–	7,50	–	4,20	1,05	–	–	–	–	12,83
Греция	–	–	–	–	–	0,46	–	–	–	–	–	–	–	0,46
Италия	–	–	–	–	–	2,50	–	–	–	–	–	–	–	2,50
Португалия	–	–	–	–	–	–	–	1,58	–	–	–	–	–	1,58
Испания	–	0,50	1,65	4,56	0,31	5,19	0,87	5,00	–	0,08	–	–	0,16	21,85
Турция	–	–	–	–	–	3,85	–	1,03	3,53	–	–	–	–	4,88
Великобритания	–	0,07	–	–	–	0,45	–	–	–	–	–	–	–	0,52
Индия	–	–	0,08	5,80	–	–	–	–	–	0,16	–	–	–	6,04
Япония	1,84	–	1,25	8,35	6,75	0,08	–	–	–	13,05	8,35	19,0	17,65	76,32

Страны-импортеры	Страны-экспортеры													Всего импорт
	США	Тринидад и Тобаго	Оман	Катар	ОАЭ	Алжир	Ливия	Нигерия	Египет	Австралия	Бруней	Индонезия	Малайзия	
Ю.Корея	–	–	5,93	8,31	0,08	–	–	–	0,30	1,16	0,80	7,51	6,36	30,45
Тайвань	–	–	0,16	–	–	–	–	–	–	0,40	–	4,95	4,10	9,61
Итого	1,84	14,01	9,22	27,10	7,14	25,68	0,87	12,04	6,93	14,88	9,15	31,46	28,52	188,81

3.3.2. Азиатский рынок СПГ

На азиатском рынке крупнейшими потребителями СПГ является Япония (более половины суммарного импорта СПГ), а также Ю.Корея и Тайвань. На долю азиатского рынка приходится в настоящее время около 3/4 мировой торговли СПГ, причем в импорте СПГ Япония, Ю. Корея, Тайвань и Индия занимают около 65%, хотя этот показатель имеет тенденцию к снижению. Возникают новые рынки сбыта СПГ в Китае и Индии. Однако этот процесс протекает медленнее, чем предполагалось ранее.

Традиционные продажи СПГ Японии, Южной Кореи и Тайваню осуществлялись по 20–25-летним контрактам, в соответствии с которыми оговорка «Take or pay» («бери или плати») распространялась на 95% всего законтрактованного количества газа и лишь 5% объема было свободно от них. При согласовании цен с азиатскими покупателями продавцы уточняют общие расходы по доставке, цены на конкурирующие виды топлива и проводят сопоставление с ценами на нефть.

Прогнозы спроса на СПГ на азиатском рынке весьма благоприятны. По оценкам Fesharaki Associates Consulting and Technical Services (FACTS) спрос в четырех странах – потенциальных покупателях СПГ вырастет по сравнению с 2000 г. по базовому (среднему) варианту прогноза на 67% (табл. 3.33) [145].

Таблица 3.33

Прогноз спроса на СПГ на азиатском рынке (млрд м³) [178]

Страны-потребители	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Япония	73,6	77,1	84,0
Южная Корея	19,8	25,1	35,5
Тайвань	6,0	9,7	14,9
Индия	–	10,4	24,8
Китай	–	–	6,9
Итого	99,4	122,3	166,1

По более поздним прогнозам [145] возможности спроса на СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе оценены до 2015 г. (табл. 3.34). Здесь разброс значений прогнозных показателей выше.

Таблица 3.34

Перспективный спрос на СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе (млрд м³) [145]

Страны-потребители	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Япония	75,2	77,3–80,0	82,8–96,6	86,9–110,4
Южная Корея	23,0	24,8–27,6	29,0–35,9	34,5–45,5
Тайвань	7,7	9,7–11,0	13,8–17,9	16,6–20,7
Индия	–	0–4,1	6,9–13,8	13,8–20,7
Китай	–	2,8–9,7	6,9–13,8	13,8–27,6
Итого	105,9	114,6–132,4	139,4–178,0	165,6–224,9

Согласно прогнозу, подготовленному экспертами японской компании «Tokyo Gas Co Ltd.», объем спроса на СПГ в АТР возрастет к 2015 г. по сравнению с 2001 г. в 1,6–2,3 раза [179].

По действующим в настоящее время и подлежащим продлению контрактам в эти страны в 2010 г. может быть поставлено 120 млрд м³ СПГ. Соответственно дефицит составит 19–46 млрд м³ в год, а к 2015 г. возрастет до 45–105 млрд м³. Однако дефицит может быть полностью покрыт за счет расширения мощностей действующих заводов по производству СПГ и ввода в строй проектируемых как в Азии, так и в Австралии.

Уже в настоящее время ведутся работы по наращиванию мощностей предприятий в Малайзии (11,9 млрд м³ в год), Австралии с использованием местных запасов газа. Рассматриваются возможности увеличения мощности действующих заводов в Омане, Индонезии, Брунее, Катаре, а также строительства новых заводов в Индонезии, Папуа – Новой Гвинее, Австралии, Катаре, Иране, России.

В отдельных публикациях среди новых импортеров на азиатском рынке наряду с вышеупомянутыми называют также Таиланд, Филиппины, Пакистан.

Для расширяющегося азиатского рынка строятся терминалы (табл. 3.19).

Япония преодолела финансовый и экономический кризисы 1997–1998 гг. За период 1998–2000 гг. импорт СПГ возрос на 11,3% и по оценкам экспертов в ближайшие 10 лет увеличится в 1,15 раза [178].

Дерегулирование и либерализация газового и энергетического рынка в Японии, наряду с развитием ядерной энергетики и ужесточением требований к охране окружающей среды определяют современные и перспективные тенденции развития рынка СПГ. Японским импортерам СПГ удалось вернуть цены на этот продукт, которые были в период деятельности долгосрочных контрактов, однако принцип дерегулирования рынка изменяет характер японского рынка СПГ. Рост конкуренции вынудил японские компании, такие как Tokyo Gas Co. Ltd., Osaka Gas Co. Ltd., Tokyo Electric Power Co., имеющих собственный танкерный флот, изменить условия 20-летнего контракта с компанией Malaysian LNG (поставки 10,2 млрд м³ газа) и снизить цены на 5%. Около 20% новых контрактов заключаются на срок 1 год. Японские энергетические и коммунальные компании отказываются теперь заключать традиционные долгосрочные контракты и предлагают по мере их истечения заменить их корзиной кратко-, средне-, долгосрочных контрактов. Предполагают, что подобная практика приведет к снижению цен на СПГ в Японии в 2010 г. на 10%.

Ниже представлен спрос на СПГ по направлениям использования (табл. 3.35).

Таблица 3.35

Спрос на природный газ в Японии (млрд м³) [180]

Области применения	2001 г.	2002 г.	2005 г. (оценка)	2010 г.	2015 г.
				Прогноз	
Городской газ и коммерческое потребление	14,5	14,6	15,1	18,2	20,4
Промышленность	10,5	9,4	10,6	11,9	12,5
Электроэнергетика	50,2	48,9	51,6	55,2	57,5
Моторное топливо	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Итого	75,7	73,4	77,8	85,9	91,0

В табл. 3.35 приведен базовый вариант прогноза, сделанного Министерством промышленности и торговли Японии. Согласно этому варианту, темп ежегодного спроса на газ в период 2001–2015 гг. составит 1,32%, в т.ч. в коммерческом секторе и для городских нужд – 1,97%, в электроэнергетике – 1,0%. Однако Министерством разработан также вариант более интенсивного использования природного газа в энергетике; согласно этого варианта темп роста потребления газа составит в период 2001–2015 гг. 1,77% в год, в т.ч. в электроэнергетике 1,67%.

В 2005 г. Япония импортировала около 77 млрд. м³ СПГ из Австралии, Индонезии, Брунея, Малайзии, Катара, Омана, ОАЭ, Алжира и Тринидада и Тобаго. По оптимистической оценке импорт в 2010 г. составит 86–93 млрд м³, 2015 г. – 91–98 млрд м³. Прирост за 10 лет может составить 10–17 млрд м³. Практически на весь прогнозируемый газ готовятся контракты. За исключением заканчивающегося контракта с Индонезией (с завода в Аруне), большинство поставщиков готовы немедленно подписать контракты с японскими газовыми и энергетическими компаниями, но на более короткие сроки, чем раньше (5–15 лет вместо 20–25 лет). В Японии продолжается процесс либерализации газового и энергетического рынков. Японские покупатели газа стараются активно влиять на условия контрактов, предъявляя различные ценовые претензии.

Японские энергетические и газовые компании уже заключили контракты с новыми малазийскими заводами Сату и Тига, австралийской компанией Норт Вест Шельф и международным консорциумом, осуществляющим реализацию проекта Сахалин-2. Во вновь заключенных контрактах японские потребители газа стараются добиться большей гибкости в поставках, смягчения жесткого правила «бери и/или плати». Уже сейчас контракты с компанией Сахалин Энерджи заключили компании «Токио Гэс» (1,5 млрд м³), «Токио Электрик» (2,1 млрд м³/год), «Кюсю Электрик» (0,7 млрд м³/год), «Тохо Гэс (0,4 млрд м³/год), «Баха Мексико» (филиал Шелл Истерн Трейдинг) – 2,2 млрд м³/год, корейская компания «Когаз» (2,1 млрд м³/год). Недавно к ним присоединилась компания «Хиросима Гэс», заключившая контракт на поставку 0,3 млрд м³ СПГ в течение 20 лет с момента начала поставок [181].

Также преодолены последствия кризиса 1997 г. в **Южной Корее**. Наряду с традиционными поставками из Индонезии (более половины импорта) и Малайзии (треть импорта), а также из Брунея и Австралии, с сентября 1999 г. началось поступление СПГ из Катара. Контракт на поставку 6,2 млрд м³ СПГ заключен между компаниями Rasgas и Korea Gas Corp. и рассчитан на 25 лет. Консорциум ряда металлургических компаний Южной Кореи получил согласие правительства страны на заключение долгосрочного контракта на закупку СПГ для технологических и энергетических целей компаний консорциума.

Компания Korea Gas Corp. продолжила эксплуатацию двух действующих терминалов в Пайон-Тэке и Инчхоне и завершила строительство третьего терминала в Тонъяне. Потребление СПГ в Южной Корее, которое практически пополам распределяется между электроэнергетикой и коммунально-бытовым сектором, подвержено сезонным колебаниям: зимой потребление примерно в 3 раза выше, чем летом, и эта диспропорция склоняет корейских потребителей СПГ к осуществлению спотовых сделок. Корейское правительство имеет планы приватизировать компании Korea Gas Corp. и Korea Electric Power Corp., однако приватизационная программа движется медленно, частично потому, что концерны имеют достаточно высокую долю иностранных вложений, а также из-за оппозиции тред-юнионов. Иностранные инвесторы Exxon Mobil (США) и Petronas (Малайзия) могут пойти навстречу и продать свою 15%-ную долю в компании Korea Gas Corp. Либерализация энергетического рынка приводит к усилению конкуренции, поэтому это обстоятельство, наряду с неопределенностью приватизации компаний – потребителей СПГ, делает ситуацию со спросом на СПГ в Ю.Корее весьма расплывчатой.

Так же, как и японские импортеры, южнокорейские покупатели СПГ заинтересованы, во-первых, в большей свободе при выполнении контрактных обязательств по закупке СПГ, в частности, получении права уменьшать объемы закупок и возможности использовать больше времени для оценки фактических потребностей в товаре. Во-вторых, южнокорейские импортеры СПГ стремятся заключать контракты на его поставку с разными сроками исполнения от краткосрочных до долгосрочных, формируя выгодную для них в стратегическом плане «корзину» контрактов. В-третьих, они склонны к внедрению в процесс выработки условий поставки СПГ конкурентных начал, в частности определенных увязок при определении цены на СПГ с ценами на нефтепродукты, уголь, электроэнергию.

Южнокорейским импортерам нередко удается добиться более выгодных условий поставки по сравнению с японскими даже в ходе переговоров с одним и тем же поставщиком.

По обеспечению ресурсами природного газа Южная Корея не отличается от Японии, а по ожидаемым темпам потребления СПГ (4,4% в год в период 2006–2015 гг) обгоняет Японию. В 2005 г. Южная Корея импортировала более 30 млрд м³ СПГ из Индонезии, Малайзии, Катара, Оман, Алжира, Брунея и Австралии. Спрос на СПГ в Южной Корее на 2010 г. оценивается на уровне 35 млрд м³, а в 2015 г. – 40 млрд м³. В перспективе наряду с традиционными поставками из Индонезии и Малайзии, а также из Брунея и Австралии, возрастут поставки из Катара и Омана. Действует 25-летний контракт между катарской компанией Rasgas и южнокорейской Korea Gas Corp. Консорциум южнокорейских компаний,

специализирующийся в металлургической промышленности, получил разрешение правительства страны на заключение контракта по закупке СПГ для технологических и энергетических нужд консорциума. В 2005 г. в дополнение к трем действующим в Пайон-Тэке, Инчхоне и Тоньяне был введен четвертый терминал в Кваньяне.

Южнокорейский спрос на газ имеет ярко выраженный сезонный характер (летом почти в 3 раза меньше, чем зимой) и эта диспропорция подталкивает южнокорейских потребителей к заключению спотовых сделок. Так же как и японские потребители газа, южнокорейские энергетические, газовые и промышленные компании-потребители газа хотели бы смягчить условия договоров на поставку СПГ, в частности, получить время для оценки спроса и разрешение уменьшать объемы закупок. Южнокорейские потребители СПГ от системы долгосрочных контрактов постепенно переходят к портфелю контрактов, включающих наряду с долгосрочными также среднесрочные и краткосрочные контракты. Кроме этого южнокорейские потребители СПГ хотели бы увязывать условия контракта (прежде всего, цены) со складывающимися в стране соотношениями цен на нефть, газ, уголь.

Учитывая близость южносахалинского завода сжижения к южнокорейским терминалам, нетрудно догадаться, что российские поставки СПГ в Южную Корею были бы конкурентоспособными.

На о. **Тайвань** СПГ поступает из Индонезии и Малайзии на терминал в южной части острова в г. Гаосюн. В связи с намерением увеличения поставок СПГ мощность терминала предполагают увеличить сначала до 5,9 млрд м³/год, а затем до 9,8 млрд м³. Создан консорциум из тайваньской фирмы Tung Ting Gas Corp. и ряда японских фирм для строительства на о. Тайвань второго терминала. Компания Taiwan Power Corp. уже объявила торги на поставку для него СПГ в объеме 2,3 млрд м³ в год в течение 25 лет на сумму примерно 11,5 млрд долл.

Спрос на природный газ в среднем в **Китае** возрастет, согласно прогнозу, более чем втрое уже к 2007 г. – до 80 млрд м³ против 25 млрд в 2001 г. Для его удовлетворения предстоит значительно расширить газораспределительные системы в городской местности и построить ряд крупных магистральных газопроводов, в том числе газопровод Запад – Восток от Синьцзяна до Шанхая. Однако и рынок СПГ в этой стране ожидается достаточно большим, особенно в прибрежных районах, весьма удаленных от местных источников газа.

В 2010 г. спрос на природный газ в Китае ожидается на уровне 106 млрд м³, а в 2020 г. – 210 млрд м³. Запасы природного газа в Китае в 2003 г. составили около 4 трлн м³; добыча в 2003 г. составила 34,1 млрд м³, в 2005 г. 50 млрд м³, а согласно прогнозам правительства в 2010 г. составит 80 млрд м³, 2020 г. – 120 млрд м³. Иначе говоря, дефицит газа в Китае составит в 2010 г. около 25 млрд м³, в 2020 г. – 90 млрд м³ [182].

Восполнить образующийся дефицит можно за счет трубопроводного газа из России (Сахалин, Ковыктинское и Чайнинское месторождения), а так же из Центральноазиатских республик (Казахстан, Туркменистан). Однако ни конкурентные маршруты, ни конкретные объемы, ни возможные сроки сооружения газопроводов и экспортные потоки пока окончательно не установлены. Даже при реализации проектируемых газопроводов природный газ в отдельные прибрежные районы все равно не попадет, поэтому для их обеспечения газом предполагается организовать импорт СПГ.

В Китае серьезно подходят к проблеме импорта СПГ. Строятся и проектируются терминалы по приему СПГ.

Утверждены проекты строительства терминалов в приморских провинциях Гуандун, Фудцзень и Чжецзянь. Оператором большинства проектов является компания CNOOC.

Группа компаний, возглавляемая British Petroleum, ведет строительство первого в Китае терминала по приему СПГ в Шеньчжэне (пров. Гуандун) с начальной мощностью 3,9 млрд м³ в год. Второй терминал предполагается создать в пров. Фуцзянь. В феврале 2003 г. Китай подписал соглашение с компанией Sofregaz – дочерним обществом итальянской Technimont (подразделение, входящее в Montedison Group) и Gaz de France, предусматривающее проектирование первой очереди этого терминала мощностью 2,6 млрд м³ в год СПГ к 2008 г.

и 5,0 млрд м³ в год в 2014 г. [182].

За право поставлять газ на терминал в Шеньчжене ведется острая конкурентная борьба в основном между тремя группами поставщиков: с индонезийского месторождения Танггух в пров. Папуа (группа во главе с British Petroleum), с катарского месторождения Рас-Лаффан (во главе с Exxon Mobil) и с австралийского месторождения Северо-Западный Шельф (проект патронирует австралийское отделение Shell). К поставкам СПГ на терминал в Шеньчжене проявляет интерес также Малайзия. Повидимому, предпочтение будет отдано Индонезии.

Кроме этого рассматриваются проекты приемных терминалов в Шанхае, Шандуне, Ляонине, Янсу, Гуанси. Данные о терминалах приведены в табл. 3.36.

Таблица 3.36

Проекты терминалов по приемке СПГ в Китае (млрд м³/год) [182]

Годы	Гуандун	Фудзянь	Шень-чжень	Шанхай	Шандун	Ляонин	Янсу	Гуанси	Итого
2006	5,4	–	–	–	–	–	–	–	5,4
2007	5,4	–	–	–	–	–	–	–	5,4
2008	5,4	3,6	–	–	–	–	–	–	9,0
2009	13,7	3,6	–	–	–	–	–	–	17,3
2010	13,7	3,6	5,5	5,5	4,1	–	4,1	–	36,5
2011	13,7	3,6	5,5	5,5	4,1	–	4,1	–	36,5
2012	17,8	3,6	5,5	5,5	6,9	4,1	4,1	–	47,5
2013	17,8	3,6	5,5	13,8	6,9	4,1	4,1	–	55,8
2014	17,8	6,9	5,5	13,8	6,9	4,1	4,1	–	59,1
2015	17,8	6,9	13,8	13,8	6,9	8,2	6,9	4,1	78,4

Предполагаемые объемы импорта СПГ в Китай следующие (млрд м³): 2006 г. – 1,4; 2007 г. – 2,8; 2008 г. – 4,8; 2009 г. – 10,0; 2010 г. – 18,8; 2011 г. – 25,0; 2012 г. – 30,2; 2013 г. – 35,7; 2014 г. – 41,4; 2015 г. – 51,6. Если все намеченные проекты будут осуществлены, то в 2010 г. 51% спроса на природный газ в Китае будет удовлетворяться за счет СПГ, а в 2020 г. эта доля возрастет до 66%. Часть потребности в СПГ, в первую очередь на северо-восточном побережье Китая, может быть удовлетворена за счет поставок с о. Сахалин.

Уже отмечалось, что со временем **Индия** может превратиться в одного из крупнейших потребителей СПГ. В большинстве случаев намечаемые к строительству терминалы по приему СПГ совмещаются с установками по выработке электроэнергии. Оманская компания Oman LNG уже заключила контракт на поставку 2,1 млрд м³ СПГ в Индию для его использования на электростанции в штате Махараштра. Компания из Катара Rasgas заключила договор с индийской компанией Petronet, а также с компанией CMS Energy на поставку 3,4 млрд м³ СПГ для обеспечения электростанции в Энноре, шт. Тамил-Наду. Имеются контракты на поставку СПГ из Йемена в индийский штат Гуджарат и др.

Также отмечалось, что рост потребности в СПГ в Индии и Китае происходит медленнее, чем намечалось ранее. Практически было завершено строительство терминала в Дабхале, шт. Махараштра, но ввод его в эксплуатацию не состоялся вовремя из-за банкротства американской компании Enron – главного акционера проекта. В настоящее время терминал выставлен на продажу. Наиболее вероятными покупателями являются индийская компания Gas Authority of India Ltd., British Gas и Shell. В 2004 г. компанией Petronet введен терминал в г. Дахей, шт. Гуджарат.

Компания Petronet LNG – оператор терминала в Дахей является совместным предприятием таких акционеров, как Oil and Natural Gas Corp., Gas Authority of India Ltd., Indian Oil Corp., Gaz de France, Asian Development Bank. Стоимость терминала составила 550 млн долл. Первоначальная мощность терминала 6,9 млрд м³/год с последующим увеличением до 13,8 млрд м³/год. Основной поставщик – компания Qatar Ras-Laffan LNG Co. Ltd. (Rasgas), с которой заключен долгосрочный (на 25 лет) контракт на ежегодную поставку 10,4 млрд м³ СПГ. Контрактная цена поставки – 91,1 долл./тыс. м³ [183]. Терминал подсоединен к действующей газовой магистрали.

Второй вступивший в строй в 2005 г. терминал в г. Хазира (шт. Гуджарат) имеет начальную мощность 3,5 млрд м³/год с последующим увеличением до 6,9 млрд м³/год. Оператором терминала являются компании Shell и Total Gaz Electrica. Инвестиции в сооружение терминала составили 600 млн долл. Снабжение терминала СПГ осуществляется из Австралии, Катара, Абу-Даби и Омана. Терминал подсоединен к действующей газотранспортной магистрали [183].

Терминал в Дабхале (шт. Махараштра), который еще в 2001 г. был готов на 80%, после краха его основного акционера американской газовой компании Enron, был приобретен индийской компанией Rathagiri Gas and Power Pvt Ltd. Мощность терминала 6,9 млрд м³/год. Пуск намечен на сентябрь 2006 г. Поставщиками ожидаются компании Австралии, Малайзии, Омана, Катара и Абу-Даби. Ожидаемая цена продаж СПГ – 126 долл./тыс. м³ [183].

Еще один терминал запланировано построить в г. Эннор (шт. Ченнай). Мощность этого терминала 10,4 млрд м³/год. Оператором будет индийская газовая компания Gas Authority of India. Возможным поставщиком ожидается проектируемый в Иране завод по сжижению газа «Южный Парс». Придется проложить газопровод до имеющейся неподалеку электростанции [183].

Планируется также строительство терминала в Кочи (шт. Керала) мощностью 3,5 млрд м³/год. Инвестиции в строительство терминала оцениваются в 440 млн долл. Основным поставщиком намечена компания Qatar Ras Gas. Газопровод для транспортировки газа уже существует [183].

Выбор поставщиков из стран Ближнего Востока вполне понятен: стоимость транспортировки СПГ из Омана в Индию составляет 6,5 долл./тыс. м³, Катара – 8,3 долл./тыс. м³, Ирана – 10,0 долл./тыс. м³, Йемена – 11,2 долл./тыс. м³, в то время как из Малайзии – 14 долл./тыс. м³, Австралии – 26,6 долл./тыс. м³ [183].

Цены на СПГ в Индии индексируются по цене нефти. Во времена, когда заключались контракты на поставку СПГ, цены на нефть были на уровне 25 долл./барр., что гарантировало цену сиф СПГ 72–90 долл./тыс. м³. Безусловно, что в связи с подорожанием нефти цены на СПГ будут не меньше 126 долл./барр.

Конкуренцию традиционным поставщикам СПГ на азиатский рынок может составить проект строительства завода по сжижению природного газа на о. Сахалин (Россия), а также поставка российского природного газа по газопроводу с месторождений Восточной Сибири в Китай. Индийский рынок вряд ли представит интерес для СПГ с о. Сахалин.

Резюмируя тенденции развития азиатского рынка СПГ, можно констатировать, что: 1) рынок характеризуется высоким уровнем спроса; 2) поставки СПГ характеризуются повышенной конкурентностью; 3) существуют специфические контрактальные и национальные факторы, влияющие на риски проектов [184]. Новые потребители в силу большого количества продавцов требуют более выгодных контрактных условий. Такая форма торговли, как долгосрочные контракты, в настоящее время перестала быть оптимальной.

Наряду с долгосрочными контрактами на азиатском рынке СПГ появились и краткосрочные контракты. Пионером в этом можно считать компанию Korea Gas Co. Ltd.

3.3.3. Американский рынок СПГ

Именно США были начинателем трансокеанических перевозок газа в сжиженном виде. У истоков развития отрасли СПГ стояла компания Shell, которая в 1959 г. доставила первую партию сжиженного метана из Луизианы в Великобританию.

С конца 1960-х годов с построенного на Аляске экспортного терминала, принадлежащего компании Phillips Alaska Natural Gas Corp./Marathon Oil Co., начались регулярные поставки американского СПГ в Японию, которые продолжаются и в настоящее время в объеме 1,3–1,6 млрд м³ в год.

Североамериканский рынок СПГ до последнего времени был относительно небольшим

и характеризовался поставками СПГ в США из Алжира и ближневосточных стран и с Аляски в Японию. Однако в последние годы (1999–2004 гг.) потребление СПГ в США выросло с 2,3 млрд м³ до 18,5 млрд м³. Поставки обеспечивали Алжир, Нигерия, Катар, Оман, Австралия, Тринидад и Тобаго, Данные о динамике поставок СПГ в США в период 1971–2005 гг. представлены в табл. 3.37.

Таблица 3.37

Динамика поставок СПГ в США в 1971–2005 гг. (млрд м³) [6]

Поставщики	1971 г.	1980 г.	1985 г.	1995 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Алжир	0,10	2,50	0,70	0,60	1,30	1,84	0,75	1,51	4,41	2,75
Австралия	–	–	–	–	0,17	0,07	–	–	0,42	–
Индонезия	–	–	–	–	0,08	–	–	–	–	–
Малайзия	–	–	–	–	–	–	0,14	0,08	0,57	0,25
Нигерия	–	–	–	–	0,37	1,08	0,23	1,42	0,33	0,23
Оман	–	–	–	–	0,28	0,34	0,90	0,24	0,27	0,07
Катар	–	–	–	–	1,30	0,64	0,99	0,39	0,34	0,08
ОАЭ	–	–	–	–	0,08	–	–	–	–	–
Египет	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,05
Тринидад и Тобаго	–	–	–	–	2,08	2,62	4,28	10,71	13,13	12,44
Итого	0,10	2,50	0,70	0,60	6,40	6,59	6,48	14,35	18,47	17,87

К началу 2006 г. в США действовали более сотни компаний, связанных с использованием сжиженного природного газа. В их владении находятся газовые криогенные перегрузочные портовые терминалы, специализированные припортовые хранилища, установки по сжижению природного газа, транспортные системы, а также развернутая сеть местных распределительных станций. Большая часть хранилищ и распределительных систем СПГ была введена в действие во время энергетического кризиса 70-х годов прошлого века, но потом их строительство замедлилось из-за неблагоприятной ценовой конъюнктуры.

В США насчитывается 113 действующих предприятий СПГ, включая морские терминалы, хранилища, заводы по сжижению относительно небольшой мощности, связанные с близлежащими предприятиями энергоснабжения. На этих предприятиях газ сжижается и хранится только в летние месяцы для отправки потребителям в зимние месяцы. Большинство этих объектов были построены в период 1965–1975 гг.

В 90-е годы, в условиях стремительного роста цен и спроса на природный газ, большинство предприятий, связанных с переработкой СПГ, было реконструировано. Сейчас работают 55 небольших заводов по производству СПГ.

В США, где имеется развитая и разветвленная местная газовая промышленность с большим числом продавцов и покупателей, экспортерам СПГ приходится принимать за базу американские цены на природный газ. До 2000 г. цены были относительно низкие, что отпугивало продавцов СПГ. Однако в связи с резким подорожанием природного газа в США (зимой 2000–2001 гг. цена на газ достигла рекордно высокого уровня 600 долл./тыс. м³), возникли условия для стимулирования импорта СПГ в США.

Первый специализированный морской экспортный газовый терминал в США «Кенай», действующий и поныне, был построен еще в 1969 г. на Аляске. Он предназначен для отгрузки сжиженного аляскинского природного газа, доставляемого криогенными танкерами в Японию компаниями Phillips Petroleum и Marathon Oil. В последние годы через этот терминал было отправлено ежегодно примерно 1,7–1,9 млрд м³ произведенного в США СПГ на сумму около 300 млн долл. в год.

Регулярный импорт СПГ в США начался после завершения в 1971 г. строительства портового терминала «Эверетт» фирмой Distrigas (дочернее предприятие бельгийской компании Tractebel) в штате Массачусетс на атлантическом побережье недалеко от Бостона. Терминал способен отгружать потребителям 12,46 млн м³ СПГ в сутки. В ближайшем будущем объем хранилищ терминала будет значительно увеличен, а пропускная способность терминала возрастет до 20,6 млн м³/сутки.

В 1978 г. вступили в строй еще два морских газовых терминала – «Коув Пойнт» в

штате Мэриленд на берегу Чесапикского залива (владелец – энергетическая компания Dominion, объем хранения 220 млн м³, пропускная способность 34 млн м³/сутки) и «Эльба Айленд» в Джорджии, недалеко от г. Саванна (владелец – компания El Paso, объем хранения около 200 млн м³, пропускная способность 28 млн м³/сутки). В 1982 г. было завершено строительство еще одного криогенного газового терминала «Лейк Чарльз» в штате Луизиана на побережье Мексиканского залива (владелец – Duke Energy Corp., объем хранения 264 млн м³, пропускная способность 37 млн м³/сутки). В мае 2005 г. в строй вошел терминал Галф Гейтвэй Энерджи Бридж на шельфе Мексиканского залива мощностью 14,2 млн м³/сутки.

К концу 2002 г. общий объем имеющихся в стране хранилищ для приема импортного СПГ составлял 0,53 млрд м³. Совместно они могли перерабатывать 90,56 млн м³ в сутки. После завершения ведущейся реконструкции основных импортных терминалов их емкость хранения возрастет до 0,81 млрд м³, а пропускная способность составит примерно 0,14 млрд м³ в сутки. Общий объем наземных коммерческих хранилищ СПГ в США к началу 2002 г. составлял 2,43 млрд м³ [185]. В конце 2005 г. мощность регазификационных мощностей на действующих терминалах США составляла 46 млрд м³/год [186].

Кроме этого американскими энергетическими компаниями проектируется строительство новых импортных терминалов для переработки СПГ – на Багамских островах, в штатах Северная Каролина, Флорида, Техас, Калифорния, Луизиана – с общим объемом хранилищ в 158,57 млрд м³.

Кроме прибрежных транзитных хранилищ СПГ в США используются региональные «сателлитные» хранилища, предназначенные для хранения сжиженного газа в течение более длительного времени и средним объемом до 113,27 млн м³ газа. Они могут быть связаны с предприятиями, которые трансформируют обычный газ, поступающий по магистральным трубопроводам, в жидкостную фазу для последующего хранения и регазификации в периоды пикового увеличения спроса. Роль таких хранилищ наиболее велика в периоды сезонного роста потребления газа.

В связи с ростом поставок в 2003 г. был расконсервирован терминал в Коув-Пойнт, шт. Мэриленд, принадлежавший компании Williams и бездействовавший с 1980 г. На этот терминал, который имеет в настоящее время мощность 10,3 млрд м³/год и принадлежит уже компании Dominion, предполагается подавать СПГ из Норвегии (порядка 2 млрд м³), а также с завода по сжижению СПГ в Египте.

Ряд американских фирм организовали в конце 2003 г. коалицию под названием «Центр сжиженного природного газа», которая совместно с международным альянсом по СПГ спонсируется американской энергетической ассоциацией [187].

По мнению Департамента информации Министерства энергетики США спрос на СПГ в США возрастет до 70 млрд м³ в 2010 г. и до 180 млрд м³ в 2020 г. [186].

В начале 2005 г. появился доклад Департамента информации Министерства энергетики США, в котором ранее сделанные прогнозы спроса на СПГ были увеличены на 30%. Согласно новому прогнозу темпы роста спроса на СПГ в период 2003–2025 гг. составят 13% в год. Если в 2003 г. США импортировали 14,4 млрд м³ СПГ, то в 2025 г. потребность в импорте СПГ в США составит 180 млрд м³. Существуют еще более смелые прогнозы, в частности, консалтинговой компании CERA, согласно которым импорт СПГ уже в 2020 г. превысит 200 млрд м³ [188, 189].

Определенные подвижки произошли в вопросах строительства терминалов [189]. В конфликте между Федеральной комиссией по регулированию энергетики (FERC), стимулирующей строительство терминалов, и властями штатов (особенно Калифорнии и штатов Новой Англии), которых больше волнует озабоченность населения проблемами безопасности, Конгресс США встал на сторону FERC. Споры возникли по поводу строительства терминала Хэкберри в штате Луизиана, поэтому слушания в Конгрессе США получили название «решение по Хэкберри». Благодаря этому решению терминал в Хэкберри, о строительстве которого было объявлено в 2002 г. (мощность 15,5 млрд м³), будет введен в эксплуатацию в конце 2006 г. Было дано разрешение на строительство

терминала Фрипорт на острове Кинтака в Мексиканском заливе США (недалеко от города и порта Фрипорт, штат Техас) также мощностью 15,5 млрд м³ (ввод в 2007 г.). FERC дала разрешение на строительство еще одного терминала в районе Мексиканского залива – Сабина Пасс мощностью 27 млрд. м³. Еще ряд проектов строительства терминалов по приему СПГ находятся в стадии рассмотрения.

Однако спрос на СПГ не ограничивается только американским рынком. Уже введен в эксплуатацию приемный терминал в Доминиканской Республике, продолжает наращивать импорт СПГ Пуэрто-Рико. Предполагается ввод терминала на Багамских островах, Ямайке.

Эксперты также считают, что в США в условиях перманентного дефицита природного газа сохранятся высокие цены на газ.

При обосновании проектов поставки СПГ используется показатель стоимости перевозки СПГ в долл. за миллион британских тепловых единиц (БТУ). В частности, при доставке СПГ на терминал Пойнт Коув (шт. Мэриленд, США) из Катара стоимость перевозки при использовании судна вместимостью 138 тыс. м³ составит 1,49 долл./млн Btu (или 50 долл./ тыс. м³), из Норвегии – 0,6 долл./млн Btu (22 долл./ тыс. м³), а из Мурманска – 0,5 долл./млн Btu (18 долл./ тыс. м³).

Оценочная себестоимость транспортировки СПГ по маршруту Харасавэй-Зеебрюгге (крупнейший европейский терминал, расположенный в Бельгии) – 0,46 долл./млн Btu (17 долл./ тыс. м³), причем в эту стоимость вошли затраты на аренду ледоколов. Стоимость транспортировки СПГ от потенциального пункта дислокации завода по сжижению проекта «Штокман» в США пока точно не определена, но цены сif ожидаются на уровне 130 долл./тыс. м³, причем цены на местный газ к этому времени достигнут, как минимум, 144 долл./тыс. м³.

Учитывая интерес к рынку СПГ в США, интересными представляются оценки стоимости транспортировки СПГ в США. Оценка стоимости СПГ, получаемого в терминалах Восточного побережья США, выполнена Агентством информации Министерства Энергетики США (табл. 3.38) и компанией British Gas, являющейся крупнейшим импортером СПГ в США. Расчеты, выполненные указанными организациями, включили в свой состав издержки по разведке и добыче газа, сжижению газа, регазификации СПГ.

Таблица 3.38

Стоимость поставок газа на Восточное побережье США, долл./млн Btu (британских тепловых единиц) [190]

Поставки из:	Поставки на терминал	Издержки, долл./ млн Btu					Тоже в долл. / тыс. м ³
		Транс-портровка	Регази-фикация	Сжижение	Исходный газ	Итого	
Тринидада	Эверетт	0,35	0,30	1,00	1,0	2,74	98,6
Тринидада	Эльба Айленд	0,32	0,30	1,09	1,0	2,71	97,6
Алжира	Коув Пойнт	0,57	0,30	1,09	1,0	2,96	106,6
Норвегии	Коув Пойнт	0,61	0,30	1,09	1,0	3,00	108,0
Тринидада	Коув Пойнт	0,35	0,30	1,00	1,0	2,74	98,6
Алжира	Лейк-Чарлз	0,72	0,30	1,09	1,0	3,11	112,0
Нигерии	Лейк-Чарлз	0,93	0,30	1,00	1,0	3,32	119,5
Австралии	Лейк-Чарлз	1,84	0,30	1,09	1,0	4,23	152,3
Катара	Лейк-Чарлз	1,58	0,30	1,00	1,0	3,97	142,9
Тринидада	Лейк-Чарлз	0,38	0,30	1,09	1,0	2,77	99,7

Обобщенная оценка стоимости доставки СПГ на терминалы восточного побережья США из стран-производителей приводится в табл. 3.39.

Таблица 3.39

Обобщенная оценка стоимости поставок СПГ в США, долл./млн Btu [190]

Поставки из:	Стоимость поставок
Тринидада	2,35
Нигерии	2,50
Венесуэлы	2,50
Алжира	2,60
Норвегии	3,20
Катара	3,25

Предстоящие поставки СПГ на Восточное побережье США с новых, более мощных установок по производству СПГ в Катаре (совместный проект Qatargas и Exxon Mobil) с использованием более крупных танкеров-метановозов (200000–250000 м³) за счет «эффекта масштаба» могут по стоимости оказаться ниже существующих поставок из Катара на 0,2–0,4 долл./млн Btu и составить величину порядка 3,6–3,8 долл./млн Btu.

Поставки СПГ на Западное побережье США в период после 2006 г. – более дорогостоящие (табл. 3.40).

Таблица 3.40

Стоимость поставок СПГ на Западное побережье США, долл./млн Btu [190]

Поставки из:	Расстояние, миль	Издержки, долл./млн Btu				Итого	То же в долл./тыс.м ³
		Транс-портировка	Регазификация	Сжижение	Стоимость газа		
о. Сахалин	5500	0,88	0,30	1,09	1,0	3,27	117,7
Индонезии	9100	1,42	0,30	1,09	1,0	3,81	137,2
Брунея	8100	1,27	0,30	1,09	1,0	3,66	129,6
Австралии	8500	1,33	0,30	1,09	1,0	3,72	133,9
Аляски	2450	0,42	0,30	1,09	1,0	2,81	101,2

Из данных таблицы 3.40 можно судить о конкурентоспособности поставок СПГ с о. Сахалин на Западное побережье США. Компания Royal Dutch/Shell, главное действующее лицо проекта Сахалин-2, объединилась с компанией Semptra для организации поставок СПГ на один из терминалов Западного побережья США. Поставки с Аляски, наиболее экономичные для Западного побережья, будут зависеть от строительства газопровода от месторождения Норт Слоуп.

3.3.4. Европейский рынок СПГ

В Европе в условиях либерализации газовых рынков росту спроса на СПГ способствует ряд факторов: стремление к диверсификации источников поставок энергоносителей, обострение конкуренции, а также быстрое развитие сектора электроэнергетики в странах Южной Европы.

По мере расширения европейского рынка и увеличения числа потребителей, некоторые производители СПГ готовы наращивать мощности. Столь высокая степень риска была немыслима в условиях прежнего стабильного газового рынка Европы.

В отношении продаж СПГ на европейском рынке стали практиковаться более гибкие коммерческие соглашения. В частности, испанская компания Gas Natural регулярно использует сделки «своп» с целью снижения расходов на транспортировку при покупке СПГ в Алжире и Тринидаде и Тобаго.

В Бельгии использование спотовых сделок существенно возрастет и будет оказывать воздействие на региональную структуру энергопотребления.

Рынки стран Средиземноморья стали превращаться в центр торговли СПГ. Здесь долгое время тон задавала алжирская компания Sonatrach – основной поставщик СПГ в регион.

Крупнейшим европейским потребителем СПГ в Европе до 2001 г. была Франция (свыше 10 млрд м³). Поставки алжирского СПГ во Францию начались в 1965 г. Их осуществляла из Алжира компания Gaz de France через терминалы Фоссюр Мэр и Монтуарде-Бретань. СПГ во Францию поступает из Алжира и Нигерии и частично по краткосрочным контрактам из ближневосточных стран. Компания Total Fina Elf сообщила о строительстве нового терминала в Вердоне (близ Бордо).

В настоящее время крупнейшим потребителем СПГ в Европе является Испания. С 1990 г. объем потребления СПГ в Испании вырос в несколько раз и достиг почти 22 млрд м³. Основная масса СПГ поступает в Испанию из Алжира и Нигерии на терминалы в Барселоне, Уэльве и Картахене. С целью избежать монополизма государство ввело ограничение на долю какой-либо компании на газовом рынке страны. По оценкам экспертов в 2005 г. объем потребления СПГ в Испании достигнет 21 млрд м³, а в 2010 г. – 31 млрд м³, что придаст

Испании роль лидера на европейском рынке СПГ. Кроме традиционных поставок из Алжира начнутся поставки с новых заводов по сжижению природного газа в Норвегии и Египте, а также из ближневосточных стран. В Испании намечено к четырем действующим добавить три новых терминала.

Часть СПГ из Нигерии через терминал в Уэльве в Испании намечено подавать на находящийся в Португалии терминал в Синеше в 90 км южнее Лиссабона (пущен в 2003 г.).

В Бельгию СПГ поступает на терминал в г. Зеэбрюгге, частично принадлежащий компании Tractebel. В 2005 г. сюда поступило почти 3,0 млрд м³ СПГ в основном из Алжира. Отметим, что к Зеэбрюгге подходит подводный газопровод Интерконнектор из Великобритании, так что этот город можно считать центром газоснабжения Бельгии. В связи с превращением Великобритании в нетто-импортера газа, Интерконнектор будет использован в режиме реверса.

Крупным импортером СПГ в Европе является Италия. Раньше сюда поступал алжирский сжиженный газ, который экспортировала компания Gaz de France через свой терминал в Фос-сюр-Мэр на терминал компании SNAM в Ля-Специи, который эксплуатируется с 1971 г. Для приема СПГ в Италии построены терминалы в Монтальдо ди Кастро и Монфальконе. В настоящее время итальянская энергетическая компания ENEL в рамках соглашения с Gaz de France импортирует 3,5 млрд м³ СПГ из Нигерии. Другая итальянская компания Edison строит терминал мощностью 4 млрд м³ близ г. Ровиго на северном побережье Адриатического моря (совместно с Exxon Mobil). Совместно с BP Edison намерена также построить терминал близ Бриндизи на юго-востоке Италии. Эксперты предполагают, что мощности по регазификации СПГ в Италии к 2010 г. достигнут 25 млрд м³ [145].

Великобритания была пионером импорта и ввозила СПГ с 1964 г. по 1983 г. на терминал Канвей. Однако после роста объема добычи природного газа в Северном море Великобритания пересмотрела свое отношение к СПГ. Тем не менее находятся компании, готовые войти в бизнес СПГ [191].

Теперь спустя более 20 лет, импорт СПГ вновь стал актуален. В июле 2005 г. на новый терминал компании National Grid Transco на острове Грейн прибыл первый танкер с 138 тыс. м³ СПГ с завода Арзев алжирской компании Sonatrach.

Начальная мощность терминала 3,3 млн тонн в год (4,6 млрд м³ в год) к концу 2008 г. должна быть увеличена до 10,5 млн т в год (14,7 млрд м³ в год). Эти мощности законтрактованы алжирской Sonatrach совместно с BP. Sonatrach совместно с британской Centrica также зарезервировала на 20 лет часть мощностей второй фазы завода. Соглашение с Grain LNG Ltd., подразделением National Grid Transco Pic. на использование в течение 20 лет 2,4 млн тонн мощностей начиная с 2008–2009 года заключила и Gaz de France.

Два других импортных терминала строятся в Милфорд Хейвен в Уэльсе, который станет крупным хабом по приему СПГ.

Строительство одного из них, South Hook LNG, осуществляют американская ExxonMobil и Qatar Petroleum. На терминал будет поступать СПГ с завода в Катаре по осуществляемому двумя компаниями проекту Qatargas II в Ras Laffan. Завод по регазификации должен вступить в строй в 2007 году с начальной мощностью 10 млрд м³ в год, которая к 2009 г. будет увеличена до 21 млрд м³.

Второй проект в Уэльсе, Dragon LNG, ведут компании BG (50%), нидерландская Petroplus (20%) и малайзийская Petronas (30%). Завод с начальной мощностью 6 млрд м³ в год должен быть построен к концу 2007 г. Он рассчитан на прием СПГ из Северной Африки (Алжир, Египет), Западной Африки, из Тринидада и Малайзии.

Таким образом, к 2009 году в Великобритании по трем проектам будут созданы мощности по приему 43 млрд м³ СПГ.

Кроме того, на рассмотрении регулирующих органов находится предложение по преобразованию существующего завода по производству сжиженных нефтяных газов в приемный терминал СПГ на острове Канвей. Проект осуществляют британская Calor Gas и

LNG Japan с участием компании Centrica. Если разрешение будет получено, то это будет четвертый приемный терминал СПГ мощностью до 20 млрд м³ в год. По прогнозам, к 2014–2015 гг. потребность в импортном сжиженном газе достигнет 40 млрд м³. Мощности терминалов и регазификационных заводов к тому времени достигнут 43 млрд м³, т.е. смогут обеспечивать более половины импорта газа в страну.

Турция получает СПГ из Алжира на терминал в Мармара Эфеглизи, однако в связи с расширением поставок СПГ из Алжира, а также из Катара и Нигерии ведется строительство нового терминала близ Измира.

Греция получает СПГ из Алжира на терминал в г. Ревитусса.

Среди потенциальных потребителей СПГ в Европе следует отметить Германию, Хорватию, Чехию, Румынию, а среди поставщиков – Норвегию.

Новые возможности для СПГ в Европе появились в результате претворения в жизнь Директивы ЕС по газу и процесса либерализации рынков газа стран ЕС. В Испании и Италии были приняты постановления о регулировании рынка, обязавшие операторов на терминалах СПГ обеспечивать доступ третьим лицам. В перспективе на европейском рынке СПГ возможен отказ от привязки к ценам на нефть, что было характерно для прежних соглашений для СПГ. По всей вероятности, цены на СПГ будут индексироваться в зависимости от изменения цен на электроэнергию.

Однако Западная Европа в скором времени превратится в поставщика газа.

По норвежскому проекту «Snohvit» предусматривается строительство завода по сжижению и транспортировке СПГ в Испанию и США. В Европе подобный проект является первым. Для него будут обустриваться месторождения Сновит, Альбатрос и Аскеланд в Баренцевом море с общими запасами примерно 200 млрд м³ газа и 15 млн т конденсата. Месторождения расположены в море на глубинах 250–345 м. Предполагается использовать подводные установки для добычи. Доставка газа и конденсата на завод будет осуществляться по трубопроводам протяженностью 160 км. Завод сооружается вблизи фарватера на Хаммерфест на о. Мелкой (Молочный). Сюда кораблем «Голубой марлин» была доставлена гигантская баржа, на которой будет смонтирован целиком изготовленный на заводе блок по сжижению газа. Экспорт СПГ планируется в объеме 5,8 млрд м³, конденсата – 747 тыс. т и сжиженных нефтяных газов – 247 тыс. т в год. Поставки будут осуществляться по долгосрочным контрактам с компаниями Iberdrola SA (Испания) и El Paso Global LNG Co (США). Строительство началось в 2002 г., а начало поставок ожидается во II полугодии 2006 г. Капиталовложения в обустройство месторождений, строительство трубопровода и наземных сооружений оцениваются в 40 млрд норв. крон (примерно 5,5 млрд долл.). Еще 5,8 млрд норв. крон будет вложено в строительство танкеров-метановозов. Для осуществления проекта на норвежских предприятиях будут размещены заказы на сумму 10 млрд норв. крон. Транспортировка будет осуществляться на 4 танкерах вместимостью 140 тыс. м³ каждый. Три из них будут принадлежать Statoil и один – совместно норвежской Leif Hoegh & Co и японским Mitsui OSK Lines, Kawasaki Kisen Kaisa, Lino Kaiun Kaisa Ltd.. Заказы на танкеры выданы японским верфям. В США будет поставляться 2,4 млрд м³ в год (на терминалы в Коув-Пойнте и Лейк-Чарльзе) и в Испанию – 1,6 млрд (на терминалы в Бильбао и Уэльве).

В заключение приведены данные о рынках СПГ, представляющих наибольший интерес для России (табл. 3.41).

3.3.5. Цены на СПГ

В 60-е годы цена сжиженного газа определялась ценой его производства, т.е. включала издержки производства и прибыль (принцип cost plus).

Начиная с 1973 г. уровень цен на СПГ увязывается с ценами на другие виды углеводородного сырья (в пересчете на условное топливо). Такая практика ценовой политики на СПГ получила название «индикация по цене нефти». Исходя из данного принципа цена на СПГ устанавливается с учетом цены на нефть (в пересчете на условное топливо) плюс инфляционный фактор.

Таблица 3.41

Потенциальные рынки сбыта российского СПГ

Показатели	Ед. изм.	Китай	Тайвань	Южная Корея	Япония	США	Страны Западной Европы
Запасы природного газа	трлн м ³	3,86	–	–	–	5,2	5,49
Добыча (производство) газа	млрд м ³	34,1	1,5		4,7	546,5	360
Импорт природного газа:							
Магистральный газ – СПГ	млрд м ³	–	–	–	–	110	308,5
Прогноз спроса на природный газ: 2010 г.	млрд м ³	106	14–18	29–36	85–88	766	620
Прогноз потребностей в импорте СПГ:							
2010 г.	млрд м ³	25	12,4	29–36	82,5–86,0	85	75
2015 г.	млрд м ³	90	12,6	40,0	86,1–91,0	136	95
Поставщики:		Австралия, Индонезия, Иран. <i>Рассматриваются:</i> Йемен, Россия (Сахалин)	Индонезия, Малайзия, Япония	Индонезия, Австралия, Бруней, Малайзия, Катар, ОАЭ. <i>Рассматривается:</i> Россия (Сахалин)	Австралия, Индонезия, Бруней, Малайзия, Катар, Оман, ОАЭ, Алжир, Тринидад, Россия (Сахалин)	Тринидад, Оман, Катар, Абу-Даби, Ливия, Австралия, Малайзия, Норвегия, <i>Возможно:</i> Россия (Штокман)	Алжир, Ливия, Австралия, Оман, Катар, Абу-Даби, Бруней, Египет, Норвегия (проект), Россия (Штокман)

Согласно вышеприведенной концепции, цена североафриканского и ближневосточного СПГ формируется пропорционально цене «корзины» нефти стран ОПЕК. Цена на СПГ в государствах Юго-Восточной Азии регулируется таможенным комитетом в зависимости от уровня цен на нефть, поступающую в страну. Динамика средних цен на СПГ в Японии была следующей (долл./тыс.м³): 1981 г. – 191,4; 1988 г. – 120,6; 1991 г. – 143,6; 1994 г. – 114,5; 1995 г. – 124,6; 1996 г. – 131,8; 1997 г. – 140,8; 1998 г. – 109,8; 1999 г. – 113,0; 2000 г. – 169,9; 2001 г. – 167,0; 2002 г. – 153,7; 2003 г. – 171,7; 2004 г. – 186,5; 2005 г. – 217,8 [6].

В западноевропейских странах и США контрактные цены на СПГ были тесно связаны с ценой на нефть, но затем эта практика претерпела существенные изменения, и цена на СПГ стала увязываться с ценами на конкурентные энергоносители для покупателя (принцип net back).

Наряду с традиционным механизмом ценообразования на СПГ используются договорные цены между продавцом и покупателем. При их установлении могут быть приняты как прямая пропорциональность цен на конкурирующие энергоносители, так и другие формы зависимости, в частности соотношение цен на конкурирующие энергоносители. В последнее время при расчете цен на СПГ учитывают фактор риска, экологические характеристики природного газа.

Среднеевропейские цены на СПГ ниже, чем на азиатском рынке (долл./тыс.м³, сиф): 1996 г. – 123,5; 1997 г. – 90,7; 1998 г. – 96,5; 1999 г. – 89,6; 2000 г. – 94,3. Наиболее низкие цены были в Испании, наиболее высокие – во Франции.

В этот же период цены на природный газ в среднем по странам Евросоюза были (долл./тыс.м³): 1996 г. – 87,5; 1997 г. – 95,4; 1998 г. – 81,4; 1999 г. – 64,8; 2000 г. – 117; 2001 г. – 150,8; 2002 г. – 124,9; 2003 г. – 158,4; 2004 г. – 164,2; 2005 г. – 226,1 [6].

Цены в США на СПГ и на газ, поставляемый по трубопроводу из Канады, представлены ниже [6]:

Цена, долл./тыс.м ³	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.
СПГ	86,2	92,7	80,3	83,2	88,7	142,9	96,5	135,6	н.д.
Природный газ	99,4	91,1	74,9	81,7	152,3	130,0	119,9	202,7	210,6

Однако после повышения цен на магистральный газ в 2001–2005 гг. конкурентоспособность СПГ по сравнению с магистральным газом возросла, что обусловило рост спроса на этот вид энергоносителя. Считалось, что конкурентоспособным импортный СПГ в США должен стоить не дороже 124 долл./тыс.м³ [169]. В дальнейшем цена на природный газ на устье скважины будет подниматься (2006 г. – 169,2 долл./тыс.м³; в 2007–2010 гг. будет на уровне 129,0 долл./тыс.м³, можно считать эту цифру 124 долл./барр. минимальным уровнем приемлемой цены на СПГ в США.

Ниже изложен экспресс-метод оценки эффективности проектов СПГ. За основу принята методология определения цены по методу net back.

При определении экспортной цены СПГ по методу net back может быть использована модель оценки чистой текущей стоимости по стадиям производства, транспортировки и использования СПГ. Схема экспорта СПГ представлена на рис. 19.



Рис. 19. Схема экспорта СПГ

Схема на рис. 19 напоминает схему технологической цепочки СПГ на рис. 15, но отличается от нее наличием экономических характеристик (цен эквивалентного энергоносителя, цен cif и fob СПГ, цены исходного природного газа).

Величина чистой текущей стоимости зависит не только от цен и издержек получения СПГ, но и объемов его распределения. Для оценки влияния этих факторов рассчитываются потери на каждой стадии производства, транспортировки и использования СПГ. Поскольку затраты на каждой стадии дискретны, можно оценить цену исходного газа, приходящего на завод сжижения, по этапам его продвижения от одной стадии к другой.

Цена net back для СПГ (цена cif) определяется путем вычитания дисконтированной чистой текущей стоимости на стадии принимающего терминала, хранилищ и регазификации из дисконтированной величины поступлений от продажи газа по цене конкурирующего энергоносителя, каковым, в частности, может быть природный газ, поступающий по трубопроводу. Для определения цены cif может быть использована формула:

$$N_{cif} = \frac{\sum_{t=1}^{20} [P \times V_1 / (1+r)^t] - \sum_{t=1}^{20} [(C_1 + O_1) / (1+r)^t]}{\sum_{t=1}^{20} [V_1 / (1+r)^t]}, \quad (3.1)$$

где P – цена природного газа, поставленного в страну-импортер по трубопроводу; V₁ – объем

газа, поставляемого каждый год; C_1 и O_1 – соответственно капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с регазификацией, складированием и принимающим терминалом; r – ставка дисконтирования.

Срок деятельности проекта – 20 лет.

Цена net back (для СПГ fob) определяется таким же способом, а именно, путем вычитания чистой текущей стоимости, связанной с приемкой, складированием, регазификацией и перевозкой, из текущей величины общих поступлений от продажи газа. Полученное значение делится на текущую величину газа, перевезенного на судне. Цена СПГ fob определяется по формуле:

$$N_{fob} = \frac{\sum_{t=1}^{20} [P \times V_1 / (1+r)^t] - \sum_{t=1}^{20} [(C_2 + O_2) / (1+r)^t]}{\sum_{t=1}^{20} [V_2 / (1+r)^t]}, \quad (3.2)$$

где PV – выручка от продажи газа; C_2+O_2 – эквивалентны C_1+O_1 , однако сюда добавляются капитальные и эксплуатационные затраты на перевозку; V_2 – объем газа, перевезенного судном.

Цена net back для природного газа в момент поступления его на завод по сжижению определяется путем вычета суммарных дисконтированных капитальных и эксплуатационных расходов, связанных с сжижением, транспортировкой, складированием, регазификацией, из текущей величины стоимости выручки от реализации газа. Затем полученная величина делится на дисконтированную величину объемов газа, поступающего на завод по сжижению. Величина цены по методу net back для природного газа, поступающего на завод сжижения, определяется по формуле:

$$N_{net-pipeline} = \frac{\sum_{t=1}^{20} [P \times V_1 / (1+r)^t] - \sum_{t=1}^{20} [(C_3 + O_3) / (1+r)^t]}{\sum_{t=1}^{20} [V_3 / (1+r)^t]}, \quad (3.3)$$

где C_3+O_3 – эквивалентны C_2+O_2 ; к величине C_2+O_2 добавляются капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с сжижением газа; V_3 – объем газа, поступающего на завод по сжижению.

Однако не стоит забывать о том, что рассчитанные цены net back – это цены на входе на завод по сжижению. Для определения цены net back на устье скважины необходимо вычесть затраты на разведку, разработку, добычу и поставку газа на завод по сжижению.

Приведенная модель может быть использована для оценки эффективности проектов СПГ. При этом могут варьироваться многие параметры: мощности установок, расстояния перевозок, технологии, цены реализуемого СПГ и исходного газа и т.д.

При благоприятных условиях, проекты СПГ являются экономически привлекательной альтернативой использования газа. Однако по причине необходимости привлечения крупных инвестиций с длительным сроком окупаемости эти проекты характеризуются высокой степенью риска как для поставщиков, так и для потребителей. Возможные риски связаны, в первую очередь, с присущей энергетическому рынку неопределенностью.

Если рассматривать эффективность проектов СПГ с точки зрения поставщиков, то можно отметить тот факт, что переход от средних проектов к крупным не ведет к пропорциональному увеличению затрат (сказывается «эффект масштаба»), но возрастают риски. Переход же от проектов средней мощности к проектам малой мощности не влечет за собой значительного снижения издержек, однако подобный переход означает уменьшение рисков.

Для потребителей СПГ является альтернативным видом энергоносителей и источником поставки газа, он повышает общую конкурентоспособность газового рынка.

3.3.6. Изменения в мировой торговле СПГ

Непреложной истиной энергетического бизнеса является утверждение, что существует мировой рынок нефти, имеется такое понятие, как мировая цена нефти. Что же касается рынков газа, то пока можно говорить о континентальных рынках газа (американском, европейском, азиатском) и, соответственно, о ценах на этих рынках.

При этом динамика изменения цен газа на одном из этих рынков своеобразна и может не совпадать с динамикой на другом. В течение многих лет, когда лишь несколько газопроводов тянулись с одного континента на другой, а торговля сжиженным природным газом была незначительной, можно было со спокойным скептицизмом говорить о глобализации газовых рынков.

Сжижение и перевозка газа обходятся дорого, поэтому производству СПГ, как правило, предшествует предварительная договоренность потенциального потребителя и производителя о гарантированном спросе на продолжительный срок (15–20 лет). С одной стороны, эти условия лишают рынок СПГ динамичности, но с другой – обеспечивают ему стабильность развития.

Будет оптимистичным предположить, что повышение общемирового спроса и предложения СПГ будет способствовать расширению рынка. В то же время его диверсификация способна снизить издержки производителей СПГ и привести рынок к конкурентным, а не договорно-гарантийным основам, как это сложилось в зоне восточнее Суэцкого канала.

Постоянное присутствие на рынке непроданных объемов сжиженного газа (по оценкам аналитиков, около 15 млрд м³ в год) дает определенную свободу покупателям и избавляет от необходимости заключать долгосрочные контракты, позволяя использовать средне- и краткосрочные контракты, а также разовые сделки в периоды пикового сезона. Аналитики считают, что сейчас на рынке СПГ сложилась такая ситуация, когда неизвестно кто в долгосрочной перспективе будет покупателем и какое количество газа им потребуется.

Этому способствуют уже упоминавшиеся процессы либерализации газовых рынков, развернувшиеся в настоящее время в Европе. С принятием Европейской газовой директивы в начале 1998 г. страны Западной Европы, а также и Россия взяли курс на усиление конкуренции в газовом секторе. Это позволило ограничить монополию производителей и снизить цены на газ для конечных потребителей.

Положительным примером является уже давно осуществляемое проведение подобных мероприятий на газовых рынках США и Великобритании, где за счет либерализации за последние пять лет цены на газ снизились на 30%. Обратной стороной либерализации являются возможные резкие изменения цен, какие имели место в США в 2001–2005 гг., а также повышение цен в странах Европейского сообщества.

Некоторые специалисты считают, что краткосрочные контракты должны сменить долгосрочные контракты, основанные на принципе «бери или плати». Такие контракты тормозят, по их мнению, развитие мирового рынка СПГ и не отвечают интересам конечных потребителей. В условиях либерализации, когда рынок становится рынком покупателя, должен быть выработан страховой финансовый механизм от ограничительных условий контракта «бери или плати».

Давление на мировой рынок СПГ оказывают также так называемые «спекулятивные» проекты СПГ. Их «спекулятивность» состоит в том, что они возникают под воздействием сознательно завышенных странами-импортерами прогнозных оценок спроса на газ в будущем. Это делается в целях, подтолкнуть страны-производители к расширению производства, наращиванию мощностей, перепроизводству и снижению цен на сжиженный газ.

Возможностью поддержания конкурентоспособности индустрии СПГ является снижение цен на этот продукт для конечных потребителей, а, следовательно, сокращение издержек производства. Это может быть достигнуто, главным образом, двумя путями: совершенствованием технологии и использованием эффекта масштаба производства.

Для индустрии СПГ термин «спотовый рынок» является новым, т.к. десятилетиями действовали долгосрочные контракты. В 2001 г. спотовая торговля СПГ возросла на 42% по сравнению с 2000 г. и достигла 10,2 млрд м³, т.е. 7,8% мировой торговли СПГ. Примерно 30 компаний активно ведут спотовую (10 экспортеров и 20 импортеров). Лидерами спотовой торговли в 2001 г. были Катар (2,8 млрд м³), Алжир (2,4 млрд м³), Индонезия (1,9 млрд м³). США были самым крупным импортером СПГ по системе спот (3,2 млрд м³), за ними шли Испания, Япония, Южная Корея (1,9 – 2,3 млрд м³). Динамика объемов спотовой торговли демонстрирует рост в последние годы (млрд м³): 1992 г. – 1,0; 1993 г. – 1,3; 1994 г. – 2,0; 1995 г. – 3,3; 1996 г. – 2,2; 1997 г. – 1,8; 1998 г. – 2,1; 1999 г. – 4,8; 2000 г. – 7,5; 2001 г. – 7,8; 2002 г. – 10,8; 2003 г. – 11,6; 2004 г. – 14,0 [145].

Однако в последнее время стали проявляться новые тенденции: во-первых, усилилась международная торговля газом как за счет новых межконтинентальных газопроводов, так и, в основном, за счет роста объемов производства и использования СПГ, торговля которым растет быстрыми темпами; во-вторых, цены на газ на различных рынках стали проявлять общие тенденции динамики.

Существенные трансформации происходят с ценами на СПГ. Если раньше они везде были жестко связаны с ценой нефти, то сейчас в ключевых регионах потребления механизмы этой связи разные. На азиатском рынке маркером цены СПГ традиционно считается средневзвешенная цена корзины импортных нефтей Японии. В странах континентальной Европы цена СПГ коррелируется с ценой на трубопроводный газ, которая, в свою очередь, связана с ценой мазута. По всей вероятности, по мере расширения зоны свободной торговли газом привязка к нефтепродуктам будет ослабевать, о чем свидетельствует опыт либерализованных газовых рынков США и Великобритании, где цены на газ определяются торгами на газовых биржах.

Экспертом консалтинговой компании PIRA Energy Group (Нью-Йорк, США) Томасом Хоуардом были проведены статистические расчеты корреляции цен на различные виды энергоносителей на разных рынках в период 1998–2003 гг. Как и следовало ожидать, наивысшая степень корреляции была обнаружена для нефти (0,98–0,99); для рынков сжиженного нефтяного газа (пропана, бутанов) она была несколько ниже (0,93), как и для сетевого (газопроводного) газа (0,85–0,99). Статистический анализ цен на газ по различным рынкам (по месяцам в период 1998–2003 гг.) показал, что степень корреляции цен на газ по различным рынкам достигала значений 0,6–0,85. Это позволило сделать вывод, что спотовые цены на газ повышаются и падают на различных рынках одновременно, что свидетельствует в пользу постепенной глобализации газовых рынков [192].

Пока можно сказать, что глобализация газовых рынков уже началась, хотя степень интеграции еще является скромной. Однако процесс интеграции идет и этому способствует рост производства и торговли СПГ, увеличение в составе торговых сделок продажи СПГ краткосрочных контрактов и разовых (спотовых) сделок [193]. Как известно, основная часть торговли СПГ осуществляется по долгосрочным контрактам. Но в последнее время возросла доля спотовой торговли (до 14% общих объемов торговли). Более гибкими стали долгосрочные контракты, в частности за счет увеличения так называемых fob-контрактов, позволяющим перебрасывать грузовые перевозки СПГ на альтернативные рынки (с более устойчивым спросом и более высокими ценами). Важным элементом увеличения гибкости системы торговли СПГ является тот факт, что ряд крупных торговцев СПГ имеют собственный танкерный флот, что позволяет им осуществлять контроль за перевозками и координировать их, допуская отправку груза в места с более высокими показателями спроса и цен. Немаловажным моментом повышения гибкости торговли СПГ является требование Европейского Союза обеспечить возможность европейским импортерам перепродавать СПГ и не заикливаться на одном пункте назначения газа. Росту спотовой торговли газом способствовали также ряд внешних факторов, а именно: холодная зима 2003 г. на обоих берегах Атлантического океана; закрытие нескольких атомных электростанций в Японии; увеличение объемов торговли электрооборудованием, работающем на природном газе.

Указанные временные факторы, а также такие долгосрочные факторы, как постоянный рост спроса на природный газ, определяют расширение торговли СПГ. Уже подписанные контракты должны обеспечить к концу десятилетия рост торговли СПГ на 25%, а если учесть разрабатываемые проекты, то можно говорить по крайней мере об удвоении торговли СПГ, что, естественно, будет способствовать дальнейшей глобализации газовых рынков. Обобщение изменений на рынках СПГ показано в табл. 3.42.

Таблица 3.42

«Старый» и «новый» мир СПГ	
«Старый» мир СПГ	«Новый мир СПГ»
Контракты	
Долгосрочные контракты на двухсторонней основе.	Портфель долгосрочных и краткосрочных контрактов. Использование наравне с двухсторонними соглашениями тендеров.
Цены	
Относительно стабильные цены. Индексация по цене нефти. Цены сиф.	Колеблющиеся цены, все больше приобретающие характер глобальных. Индексация по цене альтернативных энергоносителей. Цены фоб.
Система СПГ	
Ограниченное число производителей. Ограниченное число потребителей.	Рост числа производителей. Рост числа потребителей.
Гибкость	
Недостаточная гибкость и большое число жестких требований в долгосрочных контрактах. Недостаточная вовлеченность в спросовые проекты.	Больше гибкости. Растущее участие в спросовых проектах.

Многими экспертами задается вопрос: стоит ли идти дальше в глобальной интеграции газовых рынков? Большинство считает – да, несомненно. Росту мировой торговли СПГ будут способствовать усилия Японии, Южной Кореи увеличить гибкость контрактов; рост спроса на газ в США, Великобритании, ряде европейских стран, Китае, Индии, где начинается строительство импортных терминалов для СПГ.

В то же время эксперты указывают на ряд факторов, ограничивающих степень глобализации газовых рынков. Среди них: высокая стоимость транспортировки СПГ, которая значительно выше стоимости транспортировки нефти; качественные характеристики газа: североамериканский рынок потребляет низкокалорийный газ, что отличает его от рынка ряда европейских и азиатских стран, где используется высококалорийный газ; доведение газа до кондиций североамериканского рынка, требуют дополнительных затрат на выделение этана, пропана и бутанов; выкипание газа (СПГ при транспортировке испаряется, потери составляют 1% груза за неделю на борту); относительно небольшой флот свободных танкеров-метановозов (которых гораздо меньше, чем свободных нефтяных танкеров). Не следует также упускать из вида, что у крупнейшего потребителя СПГ Японии фактически 100% поставок СПГ осуществляется по долгосрочным контрактам, в силу чего японский рынок вряд ли сможет следовать за глобальными ценами, по крайней мере, до того времени, пока торговля по спотовым контрактам на нем не достигнет уровня 10%. Тем не менее японские импортеры стали проявлять интерес к различным способам увеличения гибкости контрактов.

Конечно, существуют определенные риски глобализации газовых рынков. Пики спроса, дефициты поставок, ограниченное число танкеров, протесты общественности против строительства импортных терминалов и другие факторы могут уменьшить объем перевозок СПГ, увеличивая цены на этот товар. И хотя экспортеры СПГ имеют несколько больший уровень рисков, чем экспортеры нефти, тем не менее индустрия СПГ, по оценкам большинства экспертов, продолжит свой рост, причем гораздо более высокими темпами, чем торговля нефтью и сетевым природным газом [194].

В табл. 3.42 сделана попытка в обобщенной форме показать, какой была индустрия СПГ еще несколько лет назад и какой она является сейчас и будет в ближайшей перспективе.

Таким образом, можно констатировать, что:

- увеличение доли средне- и краткосрочных контрактов;
- увеличение гибкости в торговле СПГ, проявляющееся в дезинтеграции производственной цепочки, координации перевозок крупными торговцами, возможности переадресовывать партии СПГ в регионы с более высокими ценами, наличии свободного парка танкеро-метановозов, осуществляющих перевозки СПГ по спотовым и своповым сделкам;
- выявление факта, что спотовые цены на СПГ растут и падают одновременно на всех рынках – **является признанием того, что растущая торговля СПГ способствует глобализации газового рынка.**

3.3.7. Финансирование проектов СПГ

Проекты СПГ являются капиталоемкими, поэтому вопросы финансирования таких проектов играют решающую роль.

Как правило, при финансировании проектов СПГ используется метод проектного финансирования, но не исключены и другие виды займов и инвестиций.

В отличие от обычного кредитования, при котором источником возврата средств является вся хозяйственная деятельность заемщика, в проектном финансировании инвестиции возмещаются за счет доходов от этого конкретного проекта. Такая форма финансирования позволяет корпорациям осуществлять перспективные проекты без существенного отвлечения собственных средств от основной деятельности.

При проектном финансировании инвестиционные риски распределяются между участниками проекта банком-кредитором и учредителем проекта. Стоимость проекта обособлена от баланса его учредителей, и гарантией кредита выступает только экономический эффект от реализации проекта. В качестве обеспечения принимаются производственные активы, приобретаемые на выделенные средства, а также денежные потоки от использования этих активов.

Во всем мире роль проектного финансирования становится главенствующей в финансировании, строительстве и обеспечении инфраструктурными объектами (дороги, трубопроводы, электростанции и пр.).

Концепция проектного финансирования предполагает обеспечение обязательств активами и денежными потоками, относящимися только к данному проекту. Как следствие, кредитные средства выделяются созданному исключительно для данного проекта предприятию специального назначения.

В этом специальном юридическом лице происходит изоляция проектных активов от посторонних требований, например, по обязательствам, уже имеющимся на балансе инициатора проекта, а равно, и изоляция обязательств таким образом, чтобы требования по данным обязательствам не могли быть предъявлены компании-инициатору и обращены на внепроектные активы.

Капиталовложения в организацию современных крупнейших проектов СПГ составляют порядка 4–6 млрд. долл., поэтому такие проекты можно считать мегапроектами. Особенностями проектов СПГ, кроме их высокой капиталоемкости, является длительный период функционирования (20–25 лет), что естественно создает условия для возникновения серьезной неопределенности. Кроме того, в силу многоэтапности производственной цепочки (сжижение, транспорт, регазификация и т.д.), различные элементы которой функционируют по-разному и регулируются различными законодательствами, проекты СПГ нуждаются в строгой координации [195, 196].

Первые проекты СПГ финансировались рядом транснациональных нефтяных корпораций и компаниями – потребителями СПГ (государственными или частными). Небольшое количество проектов СПГ финансировалось банками и транспортными кредитными агентствами. В настоящее время потенциальными источниками

финансирования являются международные агентства, правительственные экспортно-импортные банки, коммерческие банки, различные финансовые институты и фонды, транснациональные нефтяные компании, энергетические компании – потребители СПГ, национальные правительства. Как правило, для организации финансирования проектов СПГ образуются консорциумы для привлечения необходимых финансовых средств.

Основными проблемами при финансировании проектов СПГ являются:

- 1) организация взаимоувязки финансирования различных этапов цепочки СПГ в единую объединенную систему проекта;
- 2) обеспечение долгосрочных контрактов по реализации СПГ;
- 3) учет рисков при финансировании проекта;
- 4) обеспечение доходности и эффективности использования капитала.

При финансировании проекта СПГ различные элементы цепочки могут иметь различных спонсоров и кредиторов, причем все они рассчитывают на один и тот же конечный источник дохода. С одной стороны, это усложняет процесс финансирования; с другой стороны – для отдельных участников финансирования, рассчитывающих на один и тот же конечный источник дохода, будет неприемлем выход из какого-либо звена проекта. В этой связи можно предположить, что каждый участник финансирования проекта уверен, что другие звенья цепочки СПГ будут профинансированы, завершены и начнут нормально функционировать при отсутствии технических и финансовых причин, препятствующих реализации проекта.

Второй проблемой финансирования и реализации проектов СПГ является реализация конечной продукции. Эта проблема решалась обычно путем участия в составе консорциума по финансированию государственных и частных энергетических компаний – потребителей СПГ. При переходе к краткосрочным контрактам возрастают требования к прозрачности газового рынка, ценовым индикаторам.

При финансировании проектов СПГ возникают различного рода риски, среди которых можно выделить страновые риски (экономические и политические) и специфические проектные риски.

Страновые риски включают в себя экономические и политические события, которые влияют на экономическую и политическую стабильность в стране, способствующую обслуживанию государственного долга. Анализ политических рисков в проектах СПГ сконцентрирован на изучении рисков, связанных с местоположением мощностей по сжижению, и предполагает: изучение последствий введения контроля за поставкой продукции и обязательной продажи на внутреннем рынке, оценку возможностей изменения налоговой политики и введения новых законов, а также увеличения инвестиционных издержек вследствие установления новых экологических требований. Поскольку большинство месторождений, пригодных для проектов СПГ, находятся в экономических зонах, в которых проявляется политическая нестабильность и одним из ее проявлений может стать экспроприация активов, велика вероятность политических рисков. Такие риски тщательно изучаются. Детальный мониторинг политических рисков, относимых к покупателю, таких как возможность перепродажи контрактных объемов газа и риск уменьшения потребления энергоносителей, также входит в систему анализа.

Специфические проектные риски таковы: сырьевой риск (запасы); инжиниринговый риск, эксплуатационный риск; маркетинговый риск; форсмажорные обстоятельства (обстоятельства непреодолимой силы).

Для проектов СПГ учет сырьевого риска чрезвычайно важен. Здесь подразумевается степень соответствия объема запасов, объемам, предусмотренным в контракте на поставку, а также вероятная цена газа. Инжиниринговый риск связан с подрядными работами, а также с финансированием дополнительных затрат на техническую составляющую проекта или увеличение времени выхода на проектную мощность. Эксплуатационные риски зависят от уровня качества управления производством, местного трудового законодательства и подготовки рабочей силы. Маркетинговые риски связаны с возможными изменениями в

уровнях спроса на СПГ и цен на энергоносители. Проекты СПГ реализуются, как правило, на условиях долгосрочных контрактов, что обеспечивает устойчивость денежных потоков. Как уже указывалось, контракты подписываются крупными компаниями-дистрибьютерами.

Риски наступления обстоятельств непреодолимой силы (форсмажорные обстоятельства), которые не зависят ни от одной из сторон – участниц проекта СПГ, таковы: чрезвычайные ситуации, войны, землетрясения, наводнения, другие стихийные бедствия. Такие риски с трудом поддаются оценке, однако учитываются в каждом проекте СПГ.

Риски могут быть «закрыты» или смягчены соответствующими контрактами. Например, риск строительства – заключением контракта сдачи «под ключ», риск поставок – заключением контракта типа «поставляй или плати (put-or-pay contracts) с поставщиками сырья, материалов и других производственных ресурсов, риск покупателя – контрактом типа «покупай или плати» (take-or-pay contracts).

Риски, которые могут привести к неблагоприятным событиям, финансируются путем создания избыточного кассового резерва участниками проекта, чтобы в случае наступления риска оплатить устранение его последствий. Так, при финансировании проекта по производству сжиженного природного газа (СПГ) Рас Лаффан в Катаре общей суммой в 2,25 млрд долл. один из акционеров – Mobil, владевший 30% в проектной компании, предоставил возобновляемые субординированные гарантии на сумму 200 млн долл., направленные исключительно на поддержание порога цены при продаже проектной компанией газа в Корею.

К числу положительных аспектов проектного финансирования можно отнести разделение рисков; улучшение управляемости проектом в силу более высоких требований к его прозрачности; изоляцию требований по обязательствам проекта от баланса инициатора (снижение долговой нагрузки на баланс инициатора); возможность обойти ограничения на размер долговой нагрузки, наложенные на инициатора проекта условиями заключенных им ранее кредитных договоров.

Основным негативным моментом проектного финансирования являются более высокие затраты на реализацию проекта, что, естественно, отражается на стоимости финансирования проекта.

Финансовая оценка проекта СПГ производится по традиционной методике определения чистого приведенного дохода, внутренней нормы рентабельности и других показателей с использованием соответствующей ставки дисконта. На стадии финансового анализа проекта СПГ производится оценка его устойчивости и исследуются возможные риски.

3.4. Возможности производства и использования СПГ в России

3.4.1. Выход России на мировой рынок СПГ

Россия – самая богатая страна по запасам газа и возможностям его добычи – пока не является членом «клуба СПГ». Для России, как и для любой другой газодобывающей страны, желающей наладить производство СПГ, желательно детально проанализировать ситуацию с перспективами роста спроса, оценить сильные и слабые стороны индустрии СПГ. С этой целью может быть использована методика SWOT-анализа [146]. Сильные и слабые стороны, возможности и угрозы индустрии СПГ представлены на рис. 20.

Преимуществами индустрии СПГ, которыми в полной мере может воспользоваться Россия, являются:

- наличие громадных запасов природного газа и возможность «монетизировать» труднодоступные месторождения газа; снижение затрат, как капитальных на сооружение объектов технологической цепочки СПГ, так и эксплуатационных затрат на производство, транспортировку, хранение и распределение газа;
- снижение затрат в мировой индустрии СПГ (на 40% за последние 12 лет) объясняется следующими четырьмя основными причинами: «эффектом масштаба» при укрупнении объектов, усовершенствованием технологии за счет использования более совершенных

газовых турбин и более мощных компрессоров, замены паровых турбин на дизельные двигатели для танкеров, снижения стоимости строительства танкеров-метановозов;

- увеличение гибкости поставок за счет дерегулирования рынка.

ПРЕИМУЩЕСТВА	НЕДОСТАТКИ
Возможность «монетизировать» крупные, но труднодоступные месторождения газа. Снижение издержек и рост конкурентоспособности СПГ за счет технологических усовершенствований и «эффекта масштаба». Увеличение гибкости поставок за счет дерегулирования рынка.	Высокие капитальные затраты, долгосрочное строительство. Общественные опасения насчет безопасности проектов СПГ. Чувствительность к налоговым изменениям и внутренним политическим рискам. Ограниченность финансовых ресурсов для реализации крупных проектов СПГ. Ограничение надежности проекта из-за истощения запасов.
ВОЗМОЖНОСТИ	УГРОЗЫ
Появление новых рынков и рост спроса. Диверсификация участников на протяжении технологической цепочки СПГ. Экономическая обоснованность увеличения мощностей заводов по сжижению, размеров танкеров, терминалов. Снижение входного барьера для новых участников. Рост краткосрочных контрактов, сделок «спот» и «своп» Объединение инфраструктуры СПГ с электростанциями комбинированного цикла.	Угрозы терроризма, саботажа, аварий, способные ухудшить общественное мнение относительно проектов СПГ. Возможность возникновения региональных избытков мощности и роста конкуренции СПГ – СПГ. Контрактная нестабильность на протяжении срока жизни проекта СПГ. Опасность увеличения правительствами стран – участников рынка СПГ мер по ужесточению фискальных механизмов.

Рис. 20 Анализ сильных и слабых сторон современной мировой индустрии СПГ (SWOT-анализ)

Возможности новых рынков большинство экспертов оценивают как благоприятные. Компания Royal Dutch Shell – ведущий производитель СПГ – оценивает мощности по производству СПГ к 2012 г. на уровне 470 млрд м³. Представители Департамента информации и министерства энергетики США считают, что уже в 2007 г. мощности по производству СПГ достигнут 265 млрд м³, а к 2030 г. потребление СПГ сравняется с потреблением угля [197].

По оценке консалтинговой компании CERA международная торговля СПГ достигнет в 2020 г. почти 500 млрд м³. [198].

По оценке Международного энергетического агентства в период до 2030 г. межрегиональная внешняя торговля СПГ может возрасти в 4 раза и достигнуть 680 млрд м³, что покроет почти 75% ожидаемого прироста межрегиональной торговли природным газом. Ожидается, что в 2030 г. более половины фигурирующего на мировом рынке природного газа будет составлять СПГ [199].

В то же время ряд экспертов считает, что на рынке СПГ возможны волны перепроизводства, что естественным образом приведет к снижению цен на СПГ и риску невозврата капиталовложений в дорогостоящие проекты. Более того, имеются мнения, что спрос на СПГ завышен. В частности, так считает руководитель консалтинговой компании Transmar Consult Inc. (г. Хьюстон, шт. Техас, США) Дж. Шевриер. По мнению этой консалтинговой фирмы, которая провела детальное исследование рынка СПГ [197], эксперты организаций, сделавших прогноз, в частности, Международного энергетического агентства, «носили очки с очень розовыми стеклами». По мнению экспертов из Transmar Consult Inc. ведущими потребителями СПГ в перспективе ожидаются США, Китай и Индия, которые располагают альтернативными источниками ресурсов и, в случае удорожания СПГ, могут ориентироваться на уголь, атомную энергетику. В пользу своего прогноза умеренного роста спроса на СПГ эксперты из Transmar Consult Inc. приводят еще и такие факторы, как: задержки в реализации проектов, финансовые ограничения в связи с тем, что инвестиционное сообщество старается ограничить объем капитала, подвергаемого риску.

Проблему производства и использования СПГ в России можно разделить на две части:

1) реализация крупномасштабных проектов производства СПГ, имеющих в основном экспортную ориентацию; 2) создание относительно небольших предприятий по сжижению природного газа для решения разнообразных задач развития экономики России. В данном разделе рассмотрены возможности развития индустрии СПГ в России путем реализации ряда крупных проектов.

В связи с тем, что значительные разведанные и особенно прогнозные запасы газа сосредоточены на шельфах омывающих Россию морей и океанов и что сейчас формируются новые крупные, динамично развивающиеся газовые рынки в отдаленных от России регионах, уже в недалеком будущем встанет задача адекватного изменения всей стратегии развития газовой промышленности нашей страны, и в частности активного участия на мировом рынке сжиженного природного газа (СПГ). Уже в ближайшее время Россия реально может стать одним из производителей и экспортеров СПГ. Возможные проекты по производству СПГ приведены на рис. 21.

Лунское газоконденсатное месторождение (Сахалин II)	Штокмановское месторождение (шельф Баренцева моря)	Харасавейское месторождение (п-ов Ямал)
Запасы: 550 млрд м ³	Запасы: 3,2 трлн м ³	Запасы: 1 трлн м ³ .
Мощность завода СПГ: 14 млрд м ³	Мощность завода СПГ: 25 млрд м ³	Мощность завода СПГ: 32 млрд м ³ .
Суммарные инвестиции: 10 млрд долл.	Суммарные инвестиции: 15–20 млрд долл.	Суммарные инвестиции: 8,9 млрд долл.
Год реализации: 2007 г.	Год реализации: 2010 г.	Год реализации: 2010 г.
Компания-оператор: «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД»	Проект реализуется компаниями ОАО «Газпром» и Statoil.	Рентабельность данного проекта находится ниже допустимого уровня.
Заключенные контракты: с компанией Kyushu Electric Power Company Inc. на поставку 0,5 млн т СПГ в год в течение 20 лет. Рынки сбыта: – Япония; – Китай; – Ю. Корея; – США (западное побережье)	Рынки сбыта: – страны Западной Европы; – 10–15% производимого СПГ; – США (восточное побережье): 85–90% производимого СПГ.	Рынки сбыта: – страны Западной Европы; – США (восточное побережье)

Рис. 21. Перспективные проекты создания производства СПГ в России

В 2001 г. наблюдательный совет компании – оператора «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» утвердил план второго этапа реализации проекта «Сахалин-2», ключевыми моментами которого являются строительство завода по сжижению газа и экспорт СПГ в страны Азии. Однако до загрузки первого танкера сахалинским газом, намеченной на лето 2008 г., необходимо решить ряд вопросов, главный из которых – заручиться гарантиями на покупку СПГ, что в связи с начавшимися преобразованиями на рынках газа в странах АТР и новыми тенденциями в маркетинге СПГ будет непросто.

Для того, чтобы полнее оценить масштаб проекта «Сахалин-2», достаточно сказать, что такая крупная компания, как Shell, считает его крупнейшим газовым проектом за последние 30 лет. В рамках проекта разрабатываются два месторождения – нефтяное Пильтун-Астохское и газоконденсатное Лунское. Суммарные извлекаемые запасы месторождений составляют 140 млн. т нефти и около 550 млрд м³ газа. Оба месторождения расположены на северо-восточном шельфе острова Сахалин, приблизительно в 15 км от берега. Реализация проекта осуществляется на условиях соглашения о разделе продукции, заключенного в 1994 г. оператором проекта компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд».

После недавнего перераспределения акций в связи с уходом американской компании Marathon Oil акционерами «Сахалин Энерджи» остались три компании – англо-голландский концерн Royal Dutch/Shell (55%) и японские Mitsui (25%) и Mitsubishi (20%) в лице своего дочернего предприятия Diamond Gas Sakhalin. Общая сумма инвестиций в проект составляет

около 10 млрд. долл. Реализацию проекта Сахалин-2 намечено организовать по схеме соглашения о разделе продукции (СРП). Доходы от реализации продукции, в первую очередь, должны пойти на выплату роялти – 6% от добываемых углеводородов, а затем на компенсацию затрат инвестора. В последующие периоды доходы должны распределяться между Российской стороной и компанией «Сахалин Энерджи» в зависимости от рентабельности проекта. Расчет прибыли ведется по формуле 3.4.

$$\Pi = \{B - (T + A)\}(1 - P), \quad (3.4)$$

где Π – чистая прибыль фирмы; B – выручка от реализации добытой продукции; T – текущие затраты, включающие роялти и ряд других сборов и платежей; A – амортизация; P – ставка налога на прибыль.

Это упрощенная схема, не учитывающая большое число других платежей и налогов, которые в основном учитываются в составе текущих затрат (T). Она предусматривает «Раздел выручки», которую инвестор использует для покрытия текущих и капитальных затрат, уплаты налогов и получения чистой прибыли. Принципиальная схема расчетов по СРП, которая взята за основу проекта Сахалин-2, приведена на рис. 22.

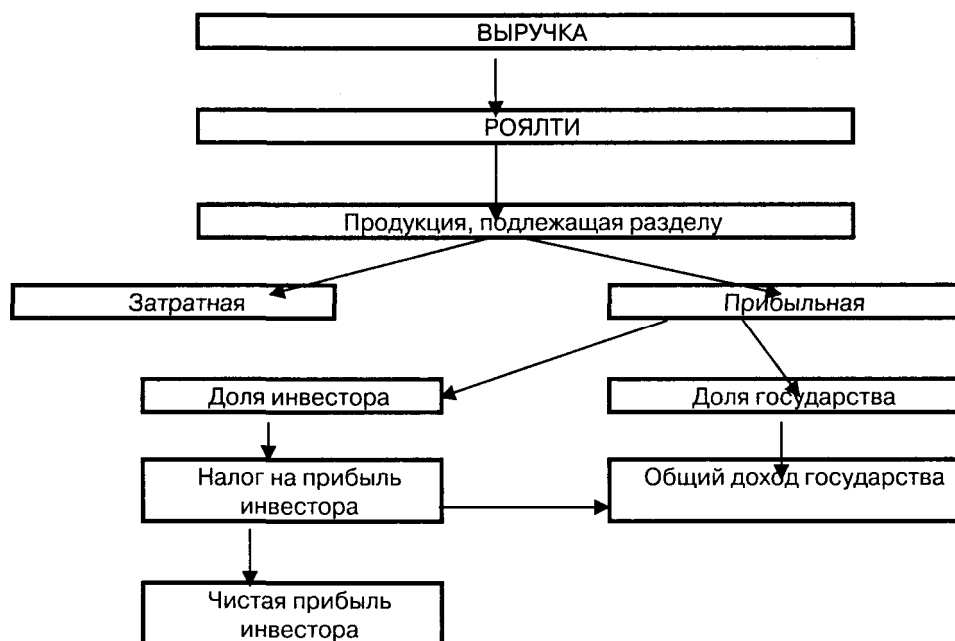


Рис. 22. Принципиальная схема расчетов в СРП

Газовая концепция проекта предусматривает сжижение газа и его последующую транспортировку танкерами на мировые рынки. Поэтому важнейшим компонентом второго этапа проекта является строительство в районе незамерзающего порта Корсаков на юге острова завода по сжижению природного газа мирового класса, который будет не только первым в Российской Федерации, но и одним из крупнейших в мире. Там же будут сооружены нефтяной и газовый терминалы, к которым через весь остров на расстояние около 800 км будут проведены магистральные нефте- и газопроводы.

Комплекс завода будет включать в себя две технологические линии производительностью 6,6 млрд м³/год СПГ каждая, два резервуара хранения объемом по 100 тыс. м³ и один причал для отгрузки СПГ. Для сжижения газа будет применена разработанная компанией Shell новейшая технология с использованием двойного смешанного хладагента [200, 201].

Производимый на обеих технологических линиях СПГ намечено подавать в резервуары-хранилища и загружать на судно при помощи специального оборудования. СПГ

будет транспортироваться танкерами при атмосферном давлении и при своей атмосферной точке кипения. Выработанный в технологических линиях конденсат будет перекачиваться на расположенный рядом терминал отгрузки нефти.

Причал рассчитывается на прием танкеров вместимостью до 145 тыс. м³. Компонировка причала позволит осуществить причаливание и швартовку самых больших судов без ограничений по условиям приливов или погодным условиям. В случае возникновения ледовых условий будет обеспечено ледокольное обслуживание для проводки танкеров через льды и очистки акваторий вокруг причала СПГ. Предполагалось, что добыча газа на Лунском месторождении и отгрузка СПГ начнется в 2006 г., однако реально поставки СПГ потребителям начнутся скорее всего летом 2008 г.

На первый взгляд, принятие решения о форме экспорта газа в пользу СПГ не очевидно хотя бы потому, что расстояние от Сахалина до Японии невелико. Учитывая, что разделяющий два острова пролив Лаперуза местами сужается всего до 43 км и имеет вполне умеренную глубину 50–118 м, морское продолжение транссахалинского магистрального газопровода до острова Хоккайдо не могло не иметь финансовой привлекательности. В проекте «Сахалин-1» предпочтение отдается именно трубопроводному экспорту газа.

Причин, по которым морские перевозки для проекта «Сахалин-2» были предпочтены трубопроводному варианту, несколько:

- *«жесткость» газопровода»,* который мощью своей трубы надолго привязывает поставщика к определенному покупателю. Для того, чтобы реализовать трубопроводный вариант, необходимо было найти такого потребителя, который согласился заключить долгосрочный контракт на поставку газа, извлеченного за весь жизненный цикл месторождений, т.е. закупать ежегодно 14 млрд м³ на протяжении по крайней мере 25 лет. На данный момент контракты такого рода – все еще большая редкость. Проект СПГ позволяет одновременно ориентироваться сразу на нескольких покупателей на азиатском рынке. Более того, морские перевозки газа допускают изменять географию торговых операций, как на Североазиатском рынке, так и в США и/или на открывающемся рынке СПГ в Индии;
- *другая причина состоит в том, что в организационном плане,* например, получение земельных отводов и прочих согласований, на строительство завода проще, чем трубопровода, что особенно справедливо для Японии, где наблюдается огромный земельный дефицит.

Повлияла и прошедшая за последние годы оптимизация экономики индустрии СПГ. Дополнительная экономия будет достигаться также за счет масштабности проектируемого завода. Но основной «проектообразующей» причиной остается маркетинговая гибкость СПГ. И это свойство бизнеса СПГ должно помочь акционерам решить проблемы с поиском покупателей для своего товара.

Для реализации второго этапа проекта предполагалось получение значительного внешнего финансирования в размере 12 млрд. долл. Первоначально договоров о кредитах не было, как и договоров о поставках СПГ с покупателями. Компания «Сахалин Энерджи» получила кредиты и заключила договора с покупателями СПГ. Получению контрактов на поставку СПГ руководители проекта придавали огромное значение. Руководство Shell Exploration & Production Services считало, что первоочередной задачей для старта проекта является получение гарантий о покупке газа и заключение финансовых соглашений с кредитными организациями. Основная трудность в получении финансирования состояла в том, чтобы представить гарантии выхода с сжиженным газом на дальневосточный рынок.

Преимущества сахалинского СПГ на рынке АТР состоят в следующем:

1. Географическое преимущество. Страны, на которые ориентируется со своим газом компания, поставляют СПГ из Австралии, с Ближнего Востока и из азиатских стран. Сахалин расположен в 3 раза ближе к Японии и Корею, чем Австралия, и в 5 раз – ближе, чем Ближний Восток. Это означает, что компании-оператору потребуется меньше танкеров для доставки своего товара на рынки, что непосредственно скажется на ценах.

На ценах скажется и сравнительно низкая себестоимость продукции, обеспечиваемая не только масштабами производства, но и прохладным климатом на Сахалине, что имеет большое значение при функционировании криогенной техники.

2. Поставки газа с Сахалина обеспечивают покупателям диверсификацию источников газа по сравнению с другими мощностями, которые готовы предложить их традиционные поставщики. И это сильный аргумент, особенно для осторожных азиатских клиентов.
3. Преимущество компании «Сахалин Энерджи» состоит в силе акционеров, имеющих богатый опыт и квалификацию в специфическом бизнесе СПГ. Комбинация таких компаний, как Shell, одной из родоначальников индустрии СПГ, и других авторитетных японских компаний, которые будут заниматься продвижением сахалинского газа на японском рынке, служит дополнительным аргументом.

Ключевая задача проекта – поиск покупателей газа – сейчас решена более чем на 76%, долгосрочные договоры на покупку сахалинского газа заключены с шестью японскими и одной корейской компанией. Российский газ в объеме 2,2 млрд м³ СПГ в течение 20 лет с момента начала работы завода будет направляться не на азиатский рынок, а на западное побережье Северной Америки. Танкеры с российским газом будут ждать на новом терминале в мексиканском штате Баха Калифорния. Газ предполагается использовать на рынке Мексики, растущий дефицит на котором приходится восполнять из американской Калифорнии по очень высоким ценам. Остальной газ пойдет в США (Калифорния). Суммарный объем по всем заключенным соглашениям на продажу Сахалинского газа составляет более 10 млрд м³ [202].

Кроме уже заключенных контрактов на приобретение сахалинского СПГ, перечисленных ранее, имеется договоренность, что в перспективе компания Tokyo Electric Power (TEPCO) – крупнейший потребитель СПГ в Японии – готова приобрести 2,1 млрд м³ (1,5 млн т) в год сжиженного газа. Естественно, что это соглашение достигнуто не без участия японских акционеров компании Sakhalin Energy (55% акций Shell, 45% Mitsui и Mitsubishi).

Другой крупнейший потребитель СПГ компания Osaka Gas также вела переговоры с Sakhalin Energy, которые закончились тем, что Osaka Gas признала компанию Sakhalin Energy приоритетным поставщиком СПГ. Еще одна газовая компания Японии Toho Gas заключила с Sakhalin Energy соглашение о поставках в район г. Нагоя 0,4 млрд м³ (0,3 млн т) СПГ в год начиная с 2010 г. Как показал японский опыт соглашений по продажам СПГ, если такие крупные игроки, как Tokyo Electric и Tokyo Gas заключают договоры с компанией-поставщиком СПГ, то за ними сразу тянутся и менее крупные газовые и энергетические компании Японии [199,203,204].

Потенциальным покупателем сахалинского СПГ является также Южная Корея, где недавно введен третий по счету терминал по приемке СПГ, а также Китай, где китайская компания Sinopet рассматривает Sakhalin Energy как наиболее перспективного поставщика СПГ на предполагаемый к строительству терминал в г.Циндао.

Для сахалинского СПГ в качестве положительного фактора может оказаться такой момент, как «укорачивание» контрактов (постепенный переход от долгосрочных к средне- и краткосрочным контрактам). Учитывая сезонность потребления СПГ в Японии и, особенно, в Южной Корее и, возможно, в Китае, может возникнуть ситуация, когда для таких стран могут потребоваться срочные поставки СПГ, тогда близость сахалинского СПГ может оказаться решающим фактором в заключении контрактов [199].

Обсуждаются перспективы вхождения Газпрома в состав акционеров проекта Сахалин-2. С этой целью создан совместный управляющий комитет, регулирующий процесс вхождения российского газового монополиста в состав проекта. Вхождение предполагается через продажу Газпрому 25% акций Сахалин-2 в обмен на долю Сахалин-2 в разработке месторождения «Заполярное» (неокомские залежи).

Следует отметить также один, но весьма существенный негативный момент в реализации проекта Сахалин-2, а именно, возникшие у Министерства природных ресурсов

РФ претензии по поводу экологических нарушений, допущенных компанией-оператором проекта (Sahalin Energy).

Из имеющихся российских проектов СПГ (кроме Сахалинского, судьба которого решена и Харасавэйского, перспективы которого не ясны) перспективным является **Штокмановский проект** [203]. Реализация такого масштабного проекта возможна в случае установления кооперационных и интеграционных связей с потребителями, в первую очередь с энергетическими и газовыми компаниями стран-потребителей, а также с транснациональными или национальными компаниями, имеющими опыт в реализации крупномасштабных проектов СПГ, включая все звенья производственно-транспортной цепочки: разработки схемы эксплуатации, бурении скважин, добычи газа, строительства подводного газопровода, транспортировки газа на берег, сооружения завода сжижения, транспортировки СПГ, регазификации СПГ и сбыта природного газа. Международная практика свидетельствует, что для реализации подобных крупномасштабных проектов СПГ создаются консорциумы фирм, осуществляющие совместные действия участников с целью оптимизации и реализации всех звеньев проектной цепочки [204].

Газпром уже нашел одного из участников консорциума, а именно, норвежскую нефтегазовую компанию Statoil. По результатам 2003 г. компания Statoil не вошла в первую двадцатку по величине запасов углеводородов (нефти и газа в пересчете на нефтяной эквивалент), по показателю добычи углеводородов, по соотношению запасов и добычи. Однако компания Statoil по показателю капитализации (24 млрд долл.) занимала 16-е место среди мировых нефтегазовых компаний; по стоимости активов (29 млрд долл.) – 12-е место, по соотношению активов и капитализации (1,2) – 6-е место; по соотношению капитализация/запасы (38 долл./т.) – 11–12-е места; по показателю капитализация/добыча (643 долл./т.) – 14-е место; по показателю капитализация/добыча газа (1685 долл./тыс. м³) – 15-е место. В 2003 г. годовая выручка компании Statoil составляла 35 млрд долл. (10-е место); чистая прибыль составила 2,4 млрд долл. – 10-е место; рентабельность как отношение чистой прибыли к объему продаж составила 6,74%, а отношение капитализации к объему продаж – 0,7. Компания Statoil уже на протяжении нескольких последних лет устойчиво входит в число мировых нефтегазовых компаний.

В 2006–2007 гг. компания Statoil осуществляет пуск крупного завода сжижения природного газа и начинает отгрузки СПГ в США. При этом компания Statoil осуществляет весь комплекс работ, начиная с обустройства месторождения Сновит (Белоснежка), прокладки подводного газопровода, добычи газа, его сжижения, транспортировки и заканчивая сбытом продукции на рынке СПГ [205, 206].

Компания Statoil работает на североамериканском рынке почти 15 лет и имеет там собственную маркетинговую группу. Этой компании принадлежит треть мощностей завода по регазификации на терминале Коув Пойнт (штат Мериленд, США). Пока эти мощности загружаются СПГ из Тринидада и Тобаго, но после ввода собственного завода по сжижению Statoil начнет поставлять на этот терминал норвежский СПГ. Компания Statoil выиграла опцион на расширение мощностей завода по регазификации на 7,7 млрд м³, что позволит компании после 2009 г. контролировать мощности по регазификации до 10,3 млрд м³. На этот терминал предполагается подавать 2,4 млрд м³ норвежского СПГ с 2006 г. Остальные мощности потенциально свободны для будущего российского СПГ.

Удачный выбор Газпромом компании Statoil в качестве участника консорциума можно объяснить, во-первых, схожестью условий месторождений Сновит и Штокмановского; во-вторых, наличием у компании Statoil технологии подводной разработки месторождения с направлением многофазной продукции по трубопроводу на берег без разделения компонентов; в-третьих, владением компании Statoil маркетинговой сетью в регионе сбыта; и наконец, в-четвертых, ожидаемым в США (основном регионе сбыта СПГ) ростом спроса и, по мнению экспертов, сохранением на достаточно высоком уровне цен на газ.

Как уже отмечалось, в период с 2006 г. СПГ на терминал Коув-Пойнт в США будет поставлять компания Statoil, а Газпром будет поставлять потребителям в Европе

эквивалентное количество сетевого природного газа, замещая поставки Statoil'a. В этот период компания Statoil будет участвовать в разработке технологии добычи и транспортировки природного газа Штокмановского месторождения, сооружении завода сжижения и организации транспорта СПГ. Бесплатформенные методы добычи, подводное заканчивание скважин заключается в том, что скважины бурятся с передвижного плавучего средства. Устья скважин и подсоединяемые к ним трубопроводы оборудуются под водой в специальном модуле. Вся система управляется дистанционно. Компания Statoil занимает второе место в мире (после Petroleo Brasileiro) по использованию подобной технологии. Другое направление технических нововведений компании Statoil – транспортировка многофазной продукции по трубопроводу. Еще одно нововведение – использование совместно разработанной компаниями Statoil (Норвегия) и Linde (Германия) технологии энергоэффективного сжижения газа. Следует отметить также разработку компанией Statoil подводных установок по сепарации продукции скважин и обратной закачки CO₂ и попутно добываемой с нефтью и газом воды в пласты, находящиеся под дном моря.

Первая фаза освоения Штокмановского месторождения рассчитана на добычу 22,5 млрд м³/год и производство. С выходом на проектную мощность на месторождении можно будет добывать 67,5 млрд м³/год природного газа. Газпром предполагает сжижение и экспорт 18–20 млрд м³ газа. Начало поставок – 2010–2011 гг., но этот срок может быть достигнут в том случае, если бы формирование консорциума произошло в 2005 г. Кандидатами на участие в консорциуме являются кроме компании Statoil крупнейшие мировые нефтегазовые компании Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, Petro Canada и Norsk Hydro.

Компании Statoil и Norsk Hydro владеют технологией бесплатформенной добычи газа, которую они применяют на своих месторождениях в Северном море. Эксперты считают, что бесплатформенный способ добычи сможет удешевить проект на 1 млрд долл., хотя стоимость всего проекта «Штокман» составит не меньше 12 млрд долл., в т.ч. добычной комплекс – 2,9 млрд долл., прокладка подводного газопровода – 1,5 млрд долл., завод сжижения – 4,4 млрд долл., танкерный флот – 3,3 млрд долл. Местом дислокации завода по сжижению могут быть три площадки: поселки Видяево, Печенга и Тарибарка на Кольском полуострове (предпочтение отдается пос. Видяеву) [207, 208].

Проекты по сжижению природного газа не являются новыми для России. СССР еще в середине 60-х годов прошлого столетия планировал строительство предприятий по производству сжиженного природного газа (СПГ) на Дальнем Востоке. Затем в 70-е годы с целью поставок СПГ из Западной Сибири в США был разработан проект «Северная звезда» и проведены основные работы по подготовке котлованов для фундаментов. Однако появление газового пузыря в Соединенных Штатах и советское вторжение в Афганистан остановили этот проект в 80-х годах.

Российско-американские отношения продолжают оставаться весомым элементом, влияющим на политический климат в мире. Характер и содержание этих отношений в корне поменялись, и наши страны больше не рассматривают друг друга в качестве противников. Более того, совокупный потенциал России и США способен стать решающим фактором в обеспечении безопасности и стратегической стабильности в мире. Разумеется, реализовать этот потенциал можно лишь на путях равноправного партнерства и учета взаимных интересов, а также в широком контексте международного сотрудничества.

Выход на американский рынок СПГ уже сегодня является одним из стратегических приоритетов для «Газпрома». Цена на газ в США не связана с ценами на нефть и продукты ее переработки, как в Европе, поэтому экспорт части российского газа в Соединенные Штаты может оказаться привлекательным способом диверсификации ценового риска, который сегодня обусловлен зависимостью ОАО «Газпром» от европейского рынка газа. Считается, что СПГ Штокмана будет не просто конкурентоспособен в США, но даже «вышибет» с рынка местных производителей газа, которые могут функционировать безубыточно при цене газа 180 долл./тыс. м³, в то время как безубыточная поставка СПГ Штокмана может быть обеспечена при цене газа 126 долл./тыс. м³.

По сравнению со всеми остальными претендентами на массированный экспорт СПГ, Россия обладает одним неоспоримым преимуществом: сырьевой базой, размер которой способен обеспечить функционирование очень крупного проекта в течение очень длительного срока.

Перечислив сильнее стороны и возможности проекта «Штокман», остановимся на слабых сторонах и угрозах для проекта.

К одной из основных угроз для проекта является наличие многочисленных конкурентов. На наиболее привлекательный североамериканский рынок СПГ нацелены многие производители. При этом российский проект, кроме надежной сырьевой базы, не обладает другими преимуществами перед конкурентами. Крупные производители (Тринидад и Тобаго, Нигерия, Алжир, Венесуэла) расположены гораздо ближе к терминалам в США, Канаде и Мексике и, следовательно, выигрывают в транспортных издержках по сравнению с российским проектом.

Другой угрозой является ценовая конкурентоспособность СПГ из Тринидада, Венесуэлы, Нигерии, Алжира. Кроме удорожания стоимости транспортировки СПГ для российского проекта следует также назвать увеличение затрат на транспортировку газа от месторождения до берега (550 км.). По расчетам «Севморнефтегаз» для проекта «Штокман» стоимость СПГ фоб завод сжижения составит порядка 84 долл./ тыс. м³. В то же время затраты конкурентов в среднем составят примерно эту же величину, но на терминале в США. Следует отметить как фактор ухудшения ценовой конкурентоспособности тот факт, что в случае реализации проекта «Штокман» текущие издержки и капиталовложения могут оказаться выше, чем по данным предварительного технико-экономического обоснования, как это случилось в проекте «Сновит», где из-за неучёта сложности проекта капиталовложения оказались выше на 30%, чем заранее планировалось.

Еще одной угрозой является неясность с возможными объемами поставок СПГ в США. Безусловно, рост будет и он ожидается немалый. Но при этом следует учесть ряд обстоятельств, а именно, конкуренцию со стороны поставок газа по газопроводам из Канады, Мексики и с Аляски, а также (речь идет именно о российской доле поставок СПГ в США) из-за того, что США, как покупатель газа будет стремиться как можно больше диверсифицировать структуру поставок, не допуская, чтобы доля одного из поставщиков превзошла 15–20% суммарного спроса СПГ. Как покупатель СПГ, США ведут переговоры сразу с несколькими поставщиками, в т.ч. и с Россией. Доля российского СПГ на американском рынке в 2015 г. (не более 15–20% от суммарного спроса) может составить 15–20 млрд. м³, хотя возможности российского проекта выше.

Следует отметить, что СПГ был и пока остается замыкающим источником газа на североамериканском газовом рынке. Среди стран-поставщиков СПГ на североамериканский рынок Россия, повидимому, окажется замыкающим поставщиком (из-за относительно более дорогого российского СПГ). Поэтому, если собственная добыча газа в США возрастет, увеличатся поставки газа из Канады, будет реализован проект поставок газа с месторождений Аляски или спрос на газ будет расти медленнее, чем намечено, именно российские поставки СПГ будут сокращены первыми.

Не стоит сбрасывать со счетов такую угрозу, как нестабильность цен на дерегулированном американском рынке, о чем свидетельствуют многочисленные результаты анализа динамики цен. Дело в том, что на американском газовом рынке именно спотовые цены являются определяющими при установлении цен на СПГ, поэтому присущая этому рынку волатильность (изменчивость) цен может привести к скачкам цен. По прогнозам департамента информации Министерства энергетики США цена на СПГ в 2010 г. вряд ли превысит 103 долл./тыс. м³ из-за пуска многочисленных заявленных заводов по сжижению, намеченных на период 2007–2009 гг. Правда, это же ведомство считает, что в период 2011–2013 гг. цены на СПГ на американском рынке составят 125–140 долл./тыс. м³. Разумеется, это – прогнозы, могут быть отклонения от указанных показателей, но тем не менее нельзя исключать рисков проекта «Штокман» из-за изменчивости цен на американском газовом

рынке.

Возможна еще одна угроза российскому проекту поставок СПГ на американский газовый рынок. Дело в том, что основная часть поставок на этот рынок осуществляется по краткосрочным контрактам (т.е. по контрактам продолжительностью 1–2 года). В 2000 г. 51% импорта СПГ в США осуществлялось по краткосрочным контрактам. В 2001 г. эта доля составила 64%, 2003 г. – 74%, в 2004 г. – уже 87% всех поставок СПГ было организовано по краткосрочным контрактам.

Учитывая то обстоятельство, что стоимость проекта «Штокман» будет весьма внушительной, желательно обеспечить сбыт всего объема СПГ в рамках долгосрочного контракта. Но в США газовый рынок построен на краткосрочных контрактах и спотовой торговле, что для российского проекта создаст серьезную проблему роста риска проекта.

Угрозой можно также считать отсутствие у России собственного танкерного флота для транспортировки СПГ [209]. Практически полностью у российских судовладельческих компаний отсутствует опыт транспортировки СПГ. Но это не такая уж серьезная угроза, хотя известно, что международные требования к функционированию танкеров-метановозов очень жесткие. Этот пробел отечественные судовладельческие компании преодолеют: они быстро учатся. Имеется более серьезная угроза – рост стоимости строительства танкеров и уровня тайм-чартерной ставки. Вообще-то в мировой практике стоимость строительства танкеров до относительно недавнего времени снижалась. Если в 80-е годы стоимость наиболее распространенного танкера-метановоза вместимостью 140 тыс. м³ составляла 230–250 млн долл., то затем за счет технических усовершенствований стала снижаться и доходила до 170–180 млн долл. Однако в последние несколько лет стоимость стандартного танкера-метановоза вместимостью 140 тыс. м³ (обычно не ледового класса), за счет роста цены металла поднялась до 200–220 млн долл. Кроме этого следует учесть, что в мировой строительной промышленности сложилась такая ситуация, что портфели заказов ведущих судостроительных фирм полностью сформированы в связи с намечаемым в период 2006–2010 гг. вводом новых установок сжижения газа в Норвегии, Малайзии, Йемене, Анголе, Нигерии, Египте, Венесуэле, Австралии. Верфей, специализирующихся на строительстве танкеров-метановозов, немного и все они полностью загружены. Для российского проекта «Штокман» потребуются танкеры такого же класса, как и для норвежского проекта «Сновит» (такие танкеры строят японские судостроительные компании Mutsui Engineering and Shipbuilding и Kawasaki Heavy Industries). Безусловно эти компании не откажутся построить метановозы для обслуживания проекта «Штокман», но стоимость строительства этих судов будет уже на 15–20 млн долл. выше для каждого танкера, следовательно и стоимость транспортировки российского СПГ буде выше (стоимость морской перевозки СПГ определяется уровнем тайм-чартерной ставки, которая в свою очередь является производной от цены судна, стоимости финансирования и постоянных эксплуатационных расходов). Все это означает, что конкуренты, разместившие свои заказы на строительство танкеров раньше, будут иметь преимущества.

Немаловажным фактором является достаточно высокая капиталоемкость проектов СПГ и, соответственно, проблемы с финансированием этих проектов.

Основное преимущество российских проектов – богатая сырьевая база и возможность создать сверхкрупную мощность (и тем самым за счет «эффекта масштаба» снизить удельные издержки производства) одновременно таит в себе определенную угрозу. Возрастает стоимость проекта и, следовательно, финансовые риски проекта. Возникает необходимость диверсифицировать рынки, поскольку ориентация только на один, хотя и емкий американский рынок создает дополнительные риски сбыта продукции мегаустановки.

Следующим шагом в освоении рынка СПГ является вариант трубопроводно-танкерной схемы вывоза газа с полуострова Ямал. В связи с этим рассматривается вопрос о строительстве в районе мыса Харасавэй морского терминала и завода СПГ мощностью 30 млрд куб.м, с последующим вывозом по Северному морскому пути в страны Западной Европы и АТР.

Постановка вопроса о поставках газа в виде СПГ обусловлена рядом факторов политического и технико-экономического характера, важнейшие из которых следующие:

- высокая конкурентоспособность морского транспорта (по отношению к трубопроводному) при поставках газа на европейский рынок;
- возможность изготовления в заводских условиях установок сжижения и хранилищ СПГ на баржах и поставки их на Харасавэйское месторождение в виде готовых к эксплуатации технологических модулей;
- конверсия оборонных предприятий судостроительного профиля и их готовность к выполнению заказов на поставку блоков сжижения газа и хранилищ СПГ на баржах, а также танкеров арктического плавания;
- сокращение сроков окупаемости проектов СПГ за счет меньшего (по сравнению со строительством газопроводов) стартового капитала и более равномерного распределения капитальных вложений на весь период строительства.

Потенциальные ресурсы и доказанные запасы природного газа на Харасавэйском месторождении (1 трлн м³) достаточны для организации производства 30 млрд м³ СПГ в течение 30 лет. ОАО Газпром в лице своего научного подразделения ВНИИГАЗ, действовавшего совместно с норвежской компанией Kvaerner Moss Technology, выполнили предварительное ТЭО по Ямальскому проекту СПГ. Общие капитальные вложения определены в размере 11,4–12,4 млрд долл. в зависимости от типов используемых метановозов. Стоимость непосредственно завода сжижения – 5,5 млрд долл., хранилищ – 1,8 млрд долл., порта – 0,8 млрд долл. Чистый дисконтированный доход за 15 лет оценен в размере 4,5–5,4 млрд долл. Были выполнены расчеты рентабельности Ямальского проекта СПГ на условиях fob и cif с доставкой потенциальным потребителям (Великобритания, Бельгия). Предполагалось, что цена fob должна быть на уровне 72–108 долл./тыс.м³, а цена cif 86,4–144 долл./тыс.м³. Условно налоговые платежи в расчет не принимались. Результаты расчетов приведены в табл. 3.43. Результаты расчетов, по мнению их автора, позволили сделать вывод о технической возможности и экономической целесообразности реализации идеи освоения Харасавэйского месторождения путем сжижения природного газа и вывоза его танкерами.

Таблица 3.43

Предварительная оценка рентабельности различных вариантов проекта по производству и экспорту СПГ с п-ва Ямал [210]

Вариант проекта	Ед. измерения	FOB(1) 90 долл. / тыс. м ³	FOB(2) 108 долл. / тыс. м ³	CIF (Норвегия)	CIF (Велико- британия)	CIF (Бельгия)
Мощность	тыс. м ³	1 400 000	1 400 000	1 400 000	1 400 000	1 400 000
Мощность	тонн	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Капиталовложения	тыс. долл. США	300 000	300 000	300 000	300 000	300 000
Срок амортизации	лет	13	13	13	13	13
Норма амортизации	%	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
Сумма амортизации	тыс. долл. США	23 076	23 076	23 076	23 076	23 076
Закупочная цена газа	долл. США/тыс. м ³	35	35	35	35	35
Затраты на сжижение	долл. США/тыс. м ³	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
Затраты на транспортировку	долл. США/тыс. м ³	0,0	0,0	18,0	36,0	57,6
Себестоимость	тыс. долл. США	79 637	79 637	104 837	130 037	160 277
Цена СПГ	долл. США	90	108	108	126	144
Валовый доход	тыс. долл. США	126 000	151 200	151 200	176 400	201 600
Балансовая прибыль	тыс. долл. США	46 363	71563	46 363	46 363	41 323

Вариант проекта	Ед. измерения	FOB(1) 90 долл. / тыс. м ³	FOB(2) 108 долл. / тыс. м ³	CIF (Норвегия)	CIF (Велико- британия)	CIF (Бельгия)
Чистая прибыль + амортизация	тыс. долл. США	69 440	94 640	69 440	69 440	64 400
Ставка дисконта	%	12	12	12	12	12
Срок проекта	Лет	20	20	20	20	20
NPV (чистая те- кущая стоимость)	тыс. долл. США	173 479	336 597	173 479	173479	140 856
IRR (Внутренняя норма рентабель- ности (±0,5%))	%	20	26	20	20	18
Срок окупаемости	лет	9	6,5	9	9	10

Расчеты, выполненные ВНИИГАЗ'ом при участии норвежской компании Kvaerner, показали, что суммарная стоимость Харасавэйского проекта составит 13 млрд долл., но тем не менее это на 4–5 млрд долл. меньше, чем вариант транспортировки газа этого месторождения по газопроводу [202].

Однако имеются и более сдержанные оценки Ямальского проекта [170].

Имеется еще один проект строительства завода по сжижению природного газа в России – в г. Усть-Луга, расположенном на берегу Финского залива в 140 км. к западу от Санкт-Петербурга. Представители Газпрома полагают, что завод будет иметь мощность 4,1–6,9 млрд м³/год, будет стоить 1,3–1,5 млрд долл. и обеспечиваться газом с месторождений Надым-Пур-Газовской газоносной провинции. Сбыт СПГ будет организован совместным предприятием Газпрома и компании Petro Canada на намечаемом к строительству терминале на восточном побережье Канады в районе Квебека. Вопрос о том, собирается ли консорциум Газпром – Petro Canada заказывать строительство, покупать или брать в аренду танкеры-метановозы для обслуживания проекта, пока не решен.

Из-за высоких барьеров входа на американский рынок, финансовых и технологических сложностей Газпром вынужден страховать себя от возможного провала Штокмана. Усть-Лужский проект, будучи относительно недорогим, может принять на себя, как считают некоторые эксперты, удар возможной неудачи в Арктике и позволит «застолбить» СПГ-нишу в Северной Америке, которую Газпрому намерена гарантировать PetroCanada [211].

Представляется, что создание подобного проекта может создать для Газпрома проблему конкуренции с его проектами магистральных газопроводов. Кроме того, следует принять во внимание, что природный газ месторождений Надым-Пур-Газовского региона предназначен в значительной степени для экспорта, поэтому оценивать его как сырье для сжижения следует по цене экспорта, т.е. минимум по 100–120 долл./тыс. м³. В этом случае СПГ на заводе в Усть-Луге будет неконкурентоспособен.

На основе детального анализа возможностей и угроз для проекта производства СПГ на базе природного газа Штокмановского месторождения можно сделать вывод о том, что есть способы усилить преимущества и смягчить угрозы проекта.

В июне 2003 г. Правление «Газпрома» рассмотрело и одобрило Концепцию производства и поставок сжиженного и сжатого газа на экспортных рынках. Развитие морской транспортировки было объявлено перспективным направлением деятельности компании. Во-первых, морской транспорт самый дешевый, а экономия на транзите с лихвой окупает основные затраты на стадии перевода газа в жидкое состояние. Во-вторых, немаловажным преимуществом экспорта СПГ является независимость проекта от транзитных стран, с которыми достаточно часто возникают проблемы, что прямо влияет на эффективность проектов и надежность газоснабжения. В-третьих, конкурентоспособность СПГ усиливается благодаря очень хорошим экологическим показателям (в процессе сжижения газ практически полностью очищается от вредных и балластных компонентов). Тем самым создается реальная основа для поставок российского природного газа в США. По расчетам специалистов Газпром'а транспортная составляющая при доставке СПГ с

арктического побережья России ниже, чем из Персидского залива и других регионов. При этом, что особенно важно в современном мире, поставки из России практически не сопряжены с политическими рисками, что гарантирует США высокую безопасность и надежность поставок СПГ.

В случае многомиллиардных проектов СПГ одним партнером России не обойтись. Это объясняется тем, что тяжелое бремя расходов одной, даже очень крупной, компании может оказаться не по плечу. Помимо упомянутых компаний (Statoil, Petro Canada, Norsk Hydro) переговорный интерес выражают ConocoPhillips, ChevronTexaco, ExxonMobil, Royal Dutch/Shell. Понятно, что иметь дело только с одной из перечисленных компаний накладно и политически, и экономически. Идти на рынок США с европейским партнером – разочаровывать американцев. Остаться же наедине с американской компанией, значит, на корню загубить принцип внутренней конкуренции.

Однако, число партнеров не может превышать трех, поскольку ОАО «Газпром» желает иметь в проекте контрольный пакет. Из американцев, самые большие ожидания на сотрудничество с «Газпромом» имеет компания ConocoPhillips, которая, кроме американского «гражданства» и «родного» рынка сбыта, уже имеет готовое предварительное технико-экономическое обоснование разработки Штокмановского месторождения. Стороны уже подошли к стадии заключения меморандума об исследовании рынка СПГ.

Наоборот, Exxon Mobil включен в «расстрельный список»: в России еще долго будут помнить провал «Сахалина-3», вину за который у нас принято относить на иностранного инвестора. Да и планы самой компании связываются в основном с регионами Африки (западный глубоководный шельф), Ближнего Востока и СНГ, хотя с точки зрения финансового состояния лучшего партнера найти трудно.

Из американских осталась лишь одна ChevronTexaco, не «замеченная» ни в собственных изысканиях по Штокману, ни в публичных «притязаниях» к проекту. Компании, кроме того, могут «припомнить» участие практически во всех нефтегазовых проектах, которые тем или иным образом составляют конкуренцию России. И ее появление в консорциуме, видимо, возможно лишь с «согласия» ConocoPhillips и за счет ее доли.

«Европейская» Shell, находящаяся пока в безрезультатном стратегическом альянсе с «Газпромом» и стремящаяся выйти из корпоративно-ресурсного скандала, также соответствует всем основным финансово-экономическим требованиям «Газпрома», являясь несомненным лидером на мировых рынках сжиженного газа, не говоря уже о наличии так необходимого многолетнего «российского» опыта СПГ в рамках проекта «Сахалин-2». Значительная активизация освоения Салымских месторождений, включая планы капитальных вложений, также должна добавить очки этому претенденту.

Объем торговли, осуществляемой компанией Royal Dutch/Shell, составил в 2003 г. 98 млрд м³, или около 60% всей мировой торговли СПГ. Компания является акционером и оператором действующих установок по производству СПГ в Нигерии, Омане, Малайзии, Брунее, Австралии; участником проектов расширения завода в Омане, строительства новых мощностей в Нигерии (проект «Нвандора»), Ираке (проект «Персиан СПГ»), Австралии (проекты «Горгон» и «Санрайз»), а также в России (проект Сахалин-2). Компания Royal Dutch/Shell владеет действующими терминалами Коув Пойнт, Эльба Айленд в США, Уэльва, Бильбао, Картахена, Барселона в Испании; участвует в проектах создания новых терминалов в США, Мексике. Компания Royal Dutch/Shell совместно с компанией Air and Products Co. Inc. владеет лицензией на самую совершенную технологию сжижения газа [212].

Анализируя большое количество проектов производства, аналитики компании Royal Dutch/Shell обращают внимание на следующие моменты: спрос на природный газ, возможности поставок газа по трубопроводу, возможности расширения производства на действующих предприятиях, риски новых проектов, условия поставок, возможности финансирования новых проектов. При исследовании перспективного рынка СПГ компанией Royal Dutch/Shell разработаны две модели развития производства СПГ: 1) модель «трамвайной линии», т.е. последовательной цепочки операций (добыча газа – сжижение газа

– хранение СПГ – транспорт СПГ – хранение СПГ в пункте разгрузки – регазификация газа – распределение газа между потребителями; 2) модель агрегатора – участие в отдельных элементах производственной цепочки, в т.ч. в составе пула поставщиков, использование комбинированных поставок (своп-поставки), гибкий учет конъюнктуры рынка.

Модель «трамвайной линии» предполагает небольшое количество проектов долгосрочных поставок фиксированным потребителям. Каждая из производственных цепочек – это жесткая привязка производителя к потребителю. При модели «трамвайной линии» идет последовательное увеличение стоимости по звеньям технологической цепочки. По этой модели можно от фиксированной цены СПГ у потребителя методом net back (обратного счета) перейти к оценке предельной цены исходного природного газа.

Развитие производства СПГ по модели «трамвайной линии» имеет ряд достоинств: эффективно используются активы во всех звеньях цепочки; процесс роста стоимости прозрачен; имеются хорошие перспективы роста. Но имеется ряд недостатков: наличие рисков по всем звеньям производственной цепочки; высокая капиталоемкость проектов; недостаточная гибкость; необходимость чрезвычайно тщательной оценки емкости рынка, позиций в сфере сбыта.

Развитие производства СПГ по модели агрегатора диверсифицирует риски и/или передает часть рисков участникам пула; требуются меньшие капиталовложения; происходит максимальное увеличение стоимости по звеньям цепочки. Но использование этой модели имеет недостатки: возможное возникновение конфликта интересов участников пула и меньшая прозрачность роста стоимости.

На основании накопленного опыта компания Royal Dutch/Shell дает ряд рекомендаций для возможных проектов строительства предприятий по производству СПГ в России.

Во-первых, необходимо быстро решать вопросы, чтобы не упустить возможности занять место на рынке СПГ и соответствующие ниши этого рынка.

Во-вторых, следует ориентироваться на рынки Атлантического бассейна, западного побережья США и стран Северо-Восточной Азии, имея однако в виду, что все эти рынки долгосрочно устойчивые, но весьма конкурентные.

В-третьих, необходимо выбрать коммерческую модель, в которой сбалансированы допустимые риски и распределение расходов и доходов между партнерами; в конечном итоге это может быть гибридная модель в диапазоне между традиционной моделью «трамвайной линии» и моделью агрегатора.

В-четвертых, необходимо определиться с выбором партнера с целью обеспечения ускорения решения проблемы разработки и реализации проекта, доступа на рынки и долгосрочной устойчивости функционирования новой для России подотрасли – индустрии СПГ. Компания Royal Dutch/Shell считает, что она могла бы быть таким партнером для России, обеспечив проведение необходимых маркетинговых расчетов, участие в финансировании проекта, поставки оборудования, управление рыночными рисками, гарантии ежегодных объемов поставок СПГ, согласование формулы цены, обеспечение ожидаемых доходов в долгосрочном периоде.

В Газпроме разработан план мероприятий по вхождению России в сектор мировой торговли СПГ. Этот план включает в себя три этапа: краткосрочный, среднесрочный и долгосрочный [213].

Краткосрочный этап (2005–2006 гг.) предполагает начало поставок СПГ Газпромом на американский рынок. Уже в сентябре 2005 г. Газпром отправил на терминал Коув-Пойнт (шт. Мэриленд, США) партию СПГ, произведенную в Египте и купленную у компании British Gas. В дальнейшем предполагается использовать сделки типа «своп», когда Газпром покупает СПГ у европейской фирмы-производителя и поставляет в США, а в обмен отправляет эквивалентную партию трубопроводного газа. Эту модель еще называют моделью «виртуального» производства СПГ из российского трубопроводного газа.

На среднесрочном этапе (2007–2010 гг.) Газпром планирует перейти к заключению соглашений по приобретению множественных партий СПГ для последующей продажи на

американские терминалы, заключения среднесрочных соглашений по приему и регазификации СПГ и созданию там собственной маркетинговой сети. В этот же период начинаются поставки СПГ по проекту Сахалин-2.

Долгосрочная программа развития индустрии СПГ в России базируется на создании полностью интегрированной цепочки в рамках проекта «Штокман».

Экспертами выдвигается еще одна точка зрения на проблему. А может, России вряд ли стоит торопиться с созданием собственной СПГ-промышленности? Заниматься небольшими объемами поставок в США экономического резона нет, большие же объемы с учетом возможных затрат встретят жесткую конкуренцию иных поставщиков, уже имеющих соответствующую и производственную базу, и технологический опыт, и знание рынка [214].

Однако жизнь опровергает мнение скептиков. Газпром уже отправил 2 танкера в США, в апреле 2006 г. пришел первый танкер в Великобританию. Начался процесс «накатывания дорожек» российского СПГ (пока виртуального, поскольку в США и Великобританию поступал СПГ с заводов в Алжире и Египте, а аналогичные объемы российского сетевого газа были поставлены европейским потребителям в качестве компенсации за поставки СПГ [214]).

3.4.2. Применение СПГ в России

Реализация относительно небольших проектов производства СПГ может оказать положительное воздействие на регулирование пиковых нагрузок газопотребления и газохранилищ; создать ресурсы СПГ для использования в качестве моторного топлива; для снабжения газом агропромышленных комплексов, отдаленных поселков и т.п.

Существующая в настоящее время технология газификации с использованием газораспределительных сетей практически исключает из этого процесса целые районы с мелкими населенными пунктами, малыми деревнями, хуторами и фермерскими хозяйствами, а также районы с неблагоприятными условиями для прокладки газопроводов (горы, болота, реки, леса, острова и т.д.).

Для этих категорий потребителей сжиженный природный газ является практически единственным способом газификации.

Отличительными особенностями газификации с использованием сжиженного природного газа являются:

- Маневренность – отсутствие жесткой привязки к трубопроводам, возможность передислокации при изменении ситуации.
- Гибкость – возможность регулирования уровня производства, быстрота пуска и остановки ожигателей, возможность быстрого сооружения установок по хранению и газификации и их расширения по мере увеличения потребления газа.
- Экономичность – более низкие инвестиции по сравнению с магистральным газом.

В отличие от существующих рынков СПГ, в России, имеющей развитую систему магистральных и распределительных газопроводов, сжиженный природный газ преимущественно может использоваться для газификации удаленных и мелких потребителей. Это, прежде всего, сельские населенные пункты, предприятия, расположенные за пределом зоны газификации, к которым строительство газопроводов-отводов экономически не оправдано [215].

Особенно «продвинутой» является проблема использования СПГ в качестве моторного топлива. Преимущества СПГ по сравнению с традиционными нефтяными топливами очевидны: экологичность, отличные эксплуатационные характеристики (высокая детонационная стойкость, высокая массовая калорийность, широкие пределы воспламеняемости), относительная дешевизна.

До сих пор основной акцент в переводе автотранспорта на природный газ делается на использование сжатого (компримированного) газа (КПГ). Однако необходимость применения баллонов высокого давления, значительное увеличение веса топливной системы двигателя, необходимость выполнения периодического освидетельствования оборудования,

работающего под высоким давлением, снижение дальности пробега автомобиля на одной заправке, повышение опасности газобаллонной аппаратуры высокого давления, слабо развитая инфраструктура автомобильных газонаполнительных компрессорных станций – АГНКС (менее 200 единиц на огромной территории РФ), невозможность создания широкой сети гаражных мини-АГНКС, расположенных на территориях автохозяйств (существующая нормативная база по безопасной эксплуатации требует выполнения условий размещения АГНКС на расстоянии не менее 60 метров от других сооружений и объектов), а также ряд других существенных недостатков в значительной мере продолжают сдерживать широкое применение КПП в автомобильном транспорте.

Вышеперечисленные недостатки природного газа, как моторного топлива, могут быть устранены, если использовать на автотранспорте не КПП, а сжиженный природный газ (СПГ). Так, для грузового автомобиля ЗИЛ-138А, рассчитанного на использование природного газа и оборудованного криогенной емкостью 300 л СПГ, пробег на одной заправке увеличивается в 1,8 раз, а суммарная масса оборудования и топлива уменьшается на 570 кг по сравнению с тем же автомобилем, работающим на КПП. При эксплуатации автотранспортного средства хранение СПГ может осуществляться практически при атмосферном давлении.

Использование СПГ в качестве моторного топлива позволяет увеличить ресурс работы двигателя на 15%, а срок службы моторных масел – на 15–20% [216].

СПГ может также найти применение как заменитель керосина на авиатранспорте, дизельного топлива – на магистральных и маневровых тепловозах, флотского мазута и дизельного топлива – на водном транспорте, а также для обеспечения сельскохозяйственных предприятий.

СПГ как автомобильное топливо может с наибольшей эффективностью использоваться для междугородних перевозок (автобусные маршруты и перевозки большегрузными автомобилями в радиусе до 200 км от пункта размещения установок сжижения газа), при использовании большегрузных карьерных автомобилей, а также на городском транспорте.

В России разработаны проекты новых типов судов, а также судов класса «река–море», работающих на СПГ. Как показали предварительные расчеты, себестоимость перевозок при их осуществлении на судах, снабжаемых СПГ в качестве горючего, ниже, чем при использовании дизельного топлива.

Учитывая тот факт, что более половины российских железных дорог пока еще не электрифицированы и обслуживаются тепловозной тягой, имеются предпосылки для перевода по крайней мере половины магистральных и маневровых тепловозов с дизельного топлива на СПГ.

В России впервые в мире был создан авиалайнер (ТУ-155), работающий на СПГ, и проведены его испытания.

Безусловно для быстрого и широкомасштабного перевода автомобильного и других видов транспорта на СПГ необходимо создать инфраструктуру получения, хранения и заправки СПГ, которая учитывала бы специфику общественного и промышленного транспорта крупных российских городов, обеспечивала низкую себестоимость СПГ, была независима от внешних поставщиков и исключала промежуточные звенья доставки СПГ (криогенные метановозы). Данная инфраструктура в перспективе должна включать в себя как крупные городские станции производства и заправки СПГ, так и гаражные заправочные пункты, расположенные непосредственно в автохозяйствах.

По мнению экспертов производство СПГ может быть организовано на газораспределительных станциях, на которых при снижении давления с 5 до 1 Мпа потенциальная энергия, теряющаяся при редуцировании газа, теоретически может обеспечить сжижение порядка 20% потока газа только на дроссельных установках, однако практически доля сжижения не превысит 10% потока газа. Использование турбодетандера позволит увеличить долю сжижаемого газа до 25% [217].

Весьма перспективна организация производства СПГ на недогруженных

автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС). Такой опыт имеется в ООО «Лентрансгаз», где уже много лет успешно осуществляется производство на АГНКС-8 Санкт-Петербург и отработана технология газификации котельных и коммунально-бытового сектора [217].

При этом основная нагрузка по обеспечению автотранспорта сжиженным природным газом должна ложиться именно на гаражные заправочные пункты, а городские заправочные станции будут предназначаться только для дозаправки промышленного и общественного транспорта при его эксплуатации в черте города и при междугородних перевозках. Стоимость одной заправочной станции оценивается в 250 – 300 тыс. долл., газовой компрессорной колонки – 2–4 тыс. долл. Переоборудование легковых автомобилей на СПГ обходится от 2 до 3 тыс. долл., грузовых автомобилей и автобусов – намного больше, однако затраты окупаются быстро за счет перечисленных выше преимуществ и налоговых льгот [174].

Стоимость сооружения автогазонаполнительной компрессорной станции АГНКС-500 составляет 31 млн руб., производительность по СПГ 1,0–1,2 т СПГ/час, себестоимость (в условиях цен 2004 г.) – 1542 руб./тыс. м³, окупаемость установки – 6 лет [217].

В настоящее время имеются разработки турбодетандерных установок, предлагаемых рядом отечественных предприятий (ОАО «НПО Гелиймаш», ОАО «Криогенмаш», компания «Криопак»). Установки ОАО «Криогенмаш» с использованием турбодетандеров могут работать при давлениях газа на входе от 3 Мпа, и обеспечивать подачу газа на выходе (в газораспределительные сети) при давлении 0,3 Мпа. Себестоимость СПГ при использовании мощностей 7000 час. в год оценивается в 2300 руб. за т (1660 руб. за тыс. м³).

Уже созданы типовые мини-заводы по производству СПГ на АГНКС-500 и ГРС, первая региональная система производства, транспорта и использования СПГ в теплоэнергетике и коммунальном хозяйстве Ленинградской области, локальная сеть хранения, газификации и снабжения СПГ промышленных предприятий и коммунальных потребителей в г. Луга. Предусматривается тиражирование типовых объектов системы СПГ в ряде других регионов страны [217].

По мнению специалистов Военного инженерно-космического университета (ВИКУ), за короткий срок данная инфраструктура может быть создана за счет применения стирлинг-технологий. Изначально стирлинг-технологии были разработаны для решения проблемы перевода специальной военной техники (мобильных ракетных и командно-измерительных комплексов и автотранспортных средств Министерства обороны РФ) на СПГ. Эти технологии предполагалось применять при создании автономных источников СПГ, систем долговременного хранения СПГ, систем утилизации легких фракций углеводородов. В основе стирлинг-технологий лежит идея создания ожижительных установок с применением криогенных газовых машин (КГМ), работающих по циклу Стирлинга. КГМ Стирлинга еще мало знакомы широкому кругу специалистов, поскольку ранее применялись, в основном, в аэрокосмической и военной промышленности в составе воздуходелительных установок.

КГМ Стирлинга относятся к ожижителям, действие которых основано только на внешнем охлаждении. Процесс ожижения природного газа идет при атмосферном давлении, без предварительного сжатия. Это позволяет делать установки по сжижению природного газа на основе КГМ Стирлинга компактными и простыми в обслуживании. Важной особенностью КГМ Стирлинга является возможность сжижения 100% подаваемого газа низкого давления, в отличие от ожижителей традиционного типа (дрессельно-детандерных установок и вихревых труб), для работы которых необходимо высокое давление (не менее 4 Мпа) и наличие продукционных газопроводов для сброса несжижившейся части (до 97%) первичного газа. При этом эффективность цикла сжижения природного газа с использованием криогенной машины Стирлинга на уровне холодопроизводительности до 70 кВт практически в 2–2,5 раза выше, чем у простых дрессельных и детандерных циклов.

КГМ Стирлинга представляет собой удачное сочетание в одном агрегате компрессора, детандера и теплообменных устройств, при этом вымораживание примесей газа

обеспечивается на специальном устройстве – вымораживателе. Вымораживание примесей позволяет без дополнительных затрат на химическую очистку, получать жидкий продукт, соответствующий требованиям ГОСТа на моторное топливо. Холодопроизводительность криогенных машин Стирлинга, а соответственно, и часовая производительность по СПГ, определяются геометрическими параметрами машины и потребляемой мощностью привода, а также зависят от температуры охлаждающей воды, среднего давления цикла и частоты вращения вала привода.

В настоящее время в России эксплуатируются и серийно выпускаются несколько модификаций КГМ Стирлинга. Данные КГМ Стирлинга входят в состав воздухоразделительных установок ЗИФ-700, ЗИФ-1002, ЗИФ-2002 и АЖКЖ-0,05. Производительность по СПГ указанных КГМ Стирлинга находится в пределах от 14 до 70 л/ч.

Использование стирлинг-технологий позволяет создать в народном хозяйстве принципиально новую инфраструктуру производства СПГ для автомобильного транспорта РФ, включающую в себя широкую сеть крупных муниципальных заправочных станций в сочетании с малогабаритными заправочными пунктами, расположенными непосредственно в гаражах частных владельцев и автохозяйств. В настоящее время создан необходимый научно-технический и патентный задел, обеспечивающий отечественный приоритет предлагаемой технологии и решение стоящей проблемы в кратчайшие сроки. Для изготовления оборудования могут быть использованы предприятия военно-промышленного комплекса в рамках конверсионной программы.

Основными элементами инфраструктуры СПГ для автотранспорта являются:

- индивидуальные заправочные пункты производительностью до 40 л/ч СПГ;
- гаражные заправочные пункты производительностью от 80 до 500 л/ч СПГ;
- городские (муниципальные) комплексы по сжижению природного газа производительностью свыше 1 т/ч СПГ, в том числе на основе существующих АГНКС и газораспределительных станций (ГРС). Создание заправочных пунктов по производству СПГ производительностью до 500 л/ч предполагается за счет использования КГМ Стирлинга.

При создании установок производительностью свыше 1 т/ч СПГ предполагается использовать как традиционные способы сжижения, широко известные в криогенике (например, установки ЗАО «Сигмагаз», ОАО «Уралтрансгаз», американской фирмы «КРИОПАК» и другие), так и новый цикл сжижения, основанный на принципе комбинированного внутреннего и внешнего охлаждения природного газа. Внутреннее охлаждение достигается за счет изобарного расширения природного газа и его частичного ожижения, после чего неочищенная часть, представленная в виде насыщенных паров низкого давления, подвергается внешнему охлаждению в конденсаторе КГМ Стирлинга большой производительности.

Индивидуальные заправочные пункты по производству СПГ производительностью до 40 л/ч СПГ предназначены для заправки личного транспорта непосредственно на месте гаражной стоянки. В зависимости от требуемой производительности по СПГ индивидуальные комплексы оснащаются серийно выпускаемыми отечественной промышленностью одно- и двухцилиндровыми КГМ Стирлинга (ЗИФ-1000, ЗИФ-2002).

Индивидуальные заправочные пункты предназначены для производства дешевого и экологически чистого альтернативного моторного топлива и могут быть расположены:

- в частных хозяйствах – на территории коттеджных участков и загородных вилл (для заправки от 1 до 10 автомобилей типа «Волга» в сутки);
- в фермерских хозяйствах (для заправки до 5 единиц автотракторной техники);
- на удаленных или отдельно стоящих государственных объектах с небольшим количеством автотранспортных средств (таможенные пункты, лесные кордоны и так далее).

Для фермерских хозяйств и других объектов, где нет электричества, в качестве привода

предусмотрен газовый двигатель.

Основными источниками природного газа для индивидуальных пунктов являются производственные газопроводы с давлением от 0,1 до 0,6 Мпа. Для потребителей, расположенных вне зоны действия существующих газопроводов, предполагается использовать емкости с привозным компримированным природным газом. Для этого на месте расположения индивидуального комплекса по производству СПГ создается баллонный модуль. При необходимости заправки автотранспортного средства моторным топливом часть сжатого газа сжижается, остальная часть газа продолжает храниться в компримированном виде. По мере опорожнения баллонов производится их замена.

Гаражные заправочные пункты по производству СПГ должны создаваться с учетом количества и типа автомобильного транспорта в автохозяйстве. Это может быть таксомоторный парк с легковыми автомобилями типа «Волга», автобусный парк, автопредприятие с грузовыми автомобилями или гараж промышленного предприятия.

Для доставки СПГ потребителям могут использоваться:

- автоцистерны объемом 16–49 м³ СПГ (9,6–30 тыс. м³ газа);
- контейнеры-цистерны объемом 35 м³ СПГ (21 тыс. м³);
- криогенные емкости объемом до 8 м³ (4,8 тыс. м³).

Расстояние транспортировки не ограничено.

Стоимость одной цистерны (49 м³) – 6100 тыс. руб., тягача («Скания») – 3500 тыс. руб.

Стоимость доставки СПГ на расстояние 75 км оценивается в 332 руб. за т (248 руб. за 1000 м³) и при увеличении расстояния транспортировки до 300 км достигает порядка 786 руб. за т или 570 руб. за 1000 м³. Стоимость СПГ у потребителя зависит не столько от расстояния транспортировки газа, как от режима потребления газа. При среднегодовом использовании СПГ в размере 70% от максимального уровня (в январе) средняя цена СПГ (в ценах 2004 г.) составит 4200–4350 руб./тыс. м³.

В настоящее время в России имеются реальные предпосылки для создания нового рынка газа – сжиженного природного газа.

3.5. Перспективы развития рынка СПГ

Новые черты современного рынка СПГ, проявившиеся в последние годы, указывают на магистральное направление, в котором развивается деловое поле этого бизнеса. Дерегулирование и либерализация газовых и электроэнергетических рынков в Европе и в ряде стран Азии служат катализатором этого процесса.

Расширение рынка краткосрочных контрактов и разовых сделок внесет элемент глобализации в рынок СПГ. Раньше в структуре торговли СПГ четко выделялись два практически непересекающихся узла торговли: западное и восточное Суэцкого канала. В последнее время метановозы, бороздящие океаны в различных направлениях, значительно смазали эту стройную картину.

Как логически оправданное следствие дальнейшего развития этого процесса в перспективе должна произойти конвергенция рынков трубопроводного газа и СПГ в сфере структуры бизнеса и контрактов, спотовых сделок между разными рынками, прозрачности и взаимозависимости в системе ценообразования.

Основными направлениями дальнейшего использования СПГ являются: производство криогенного топлива для наземных и морских транспортных средств, а также постепенная замена им сжиженных пропана и бутана, которые пока достаточно широко применяются в коммунальном хозяйстве и промышленности. Использованию СПГ в качестве автомобильного топлива способствуют многочисленные налоговые льготы, нацеленные на внедрение альтернативных видов энергоносителей.

Рост использования СПГ в коммунальных и промышленных целях в основном ожидается в удаленных районах с низкой плотностью населения и отсутствием развитой газопроводной инфраструктуры.

СПГ уже производится предприятиями малого бизнеса и непосредственно в местах

добычи природного газа, на отдельных малопроизводительных скважинах, сильно удаленных от газопроводов.

Другим перспективным коммерческим направлением использования СПГ является создание изолированных локальных сетей газоснабжения, состоящих из небольших хранилищ и систем преобразования сжиженного газа в сжатый, который затем может транспортироваться по системе газопроводов к потребителям. Развитие криогенной энергетической инфраструктуры рассматривается как промежуточный этап на пути к переходу к коммерческой водородной энергетике, который ожидается после 2050 г.

Россия пока не примкнула к странам, участвующим в системе производства и потребления СПГ. Выход России на рынок СПГ с серьезными объемами сжиженного газа ожидается только в начале 2008 г. после реализации Сахалинского проекта. Между тем возможность экспортировать СПГ может придать газовой стратегии России определенную гибкость и маневренность, открыть для нее рынки, которые недоступны для газовых труб. В нашей стране имеются все возможности создания крупных производств СПГ, в основном для целей экспорта, а также относительно небольших установок по получению СПГ для нужд транспорта, промышленности, сельского хозяйства.

В последнее время появляются все более оптимистические оценки спроса на СПГ. В частности, оценки спроса на СПГ на период 2003–2012 гг., сделанные на базе пролонгации тренда по данным за 1980–2002 гг. (среднегодовой темп роста 7,5%), дают объем спроса на СПГ в размере 309 млрд м³. Однако это – лишь самая скромная оценка. По оценкам Business Communications Co. Inc. мировое производство в 2010 г. составит 339 млрд м³, или 10% мировой добычи газа. По расчетам специалистов проектно-строительной компании Foster Wheeler и страховой компании Lloyd's Register Americas спрос на СПГ в 2012 г. составит 506 млрд м³ [212].

Глобализация газового рынка приносит новые возможности и новые риски, результатом чего становится появление новых взаимозависимостей и геополитических конфигураций. СПГ уже стал важным сегментом в динамике мировой энергетики и рост производства и потребления СПГ продолжается.

3.6. Газовые альтернативы

Во многих газодобывающих странах имеются месторождения природного газа, находящиеся в труднодоступных районах вдалеке от мест потребления газа. Традиционный способ их подключения к газовым рынкам посредством строительства магистральный газопроводов часто оказывается либо технически, либо экономически нецелесообразным. Подобные месторождения еще называют «запертыми». Учитывая тот факт, что многие из таких месторождений имеют большие запасы газа, превращение этих запасов в востребованный обществом продукт (иначе называемое монетизацией запасов) весьма актуально [219].

Из альтернатив по подсоединению таких месторождений к газовому рынку рассмотрены три (прокладка и эксплуатация газопроводов, производство и транспортировка сжиженного природного газа, производство и использование синтетических жидких топлив).

Обязательными условиями реализации упомянутых газовых альтернатив являются: наличие значительных запасов газа, позволяющих осуществлять устойчивую добычу в период не менее 30 лет; относительно невысокая стоимость газа на устье скважины – порядка 18–25 долл./тыс. м³.

Первая альтернатива – прокладка и эксплуатация газопровода – прекрасно освоена и широко используется в мире, в т.ч. в России. Могут быть названы многочисленные примеры прокладки газопроводов в суровых арктических условиях, в горах, по дну моря и т.п. Но средняя величина удельных капитальных затрат на прокладку газопровода составляет 1,5 млн долл. на 1 км его протяженности, а затраты на прокачку газа по газопроводу составляют 13–15 долл./тыс.м³/1000 км. При протяженности магистральных газопроводов, составляющей в среднем порядка 4000 км, стоимость проекта по его сооружению составляет

6 млрд долл.; затраты на транспортировку достигают 60 долл./тыс.м³, а издержки по добыче и транспортировке газа – 85 долл./тыс. м³. По предварительным оценкам экспертов внутренняя норма рентабельности инвестиционного проекта по прокладке и эксплуатации газопровода большой протяженности от труднодоступных месторождений составляет 9–12%. Рынок сетевого газа имеется.

Вторая альтернатива – производство, транспортировка и потребление сжиженного природного газа (СПГ) – пока освоена в нескольких странах – производителях (Индонезия, Малайзия, Алжир, Нигерия, Ливия, Египет, Катар, ААЭ, Оман, Тринидад и Тобаго, США) и странах – потребителях (Япония, Южная Корея, Тайвань, США, ряд европейских стран).

Технология производства и использования СПГ многоступенчатая: очистка газа – его сжижение – хранение СПГ в пункте отправки – погрузка в танкеры-метановозы – транспортировка – разгрузка в порту страны-потребителя – хранение – регазификация – транспортировка по распределительным сетям потребителям. Удельные капитальные вложения благодаря использованию достижений научно-технического прогресса в последние годы заметно снизились, но тем не менее они составляют не менее 200 долл./т. При мощности современной установки по сжижению 5 млн т/год СПГ стоимость ее составляет порядка 1 млрд долл. Для транспортировки такого объема СПГ потребуется 5 танкеров-метановозов вместимостью 135 тыс. м³ и стоимостью не менее 200 млн долл. каждый. Следовательно, капиталовложения в приобретение танкеров составят также порядка 1 млрд долл. Стоимость объектов инфраструктуры потребления СПГ (терминалы, хранилища, установка регазификации, распределительные сети) для проекта мощностью 5 млн т/год составляет 0,5 млрд долл. Суммарная стоимость проекта по производству, транспортировке и использованию СПГ – порядка 2,5 млрд долл. Ориентировочная величина издержек производства и транспортировки СПГ – 110–120 долл./тыс.м³ или 150–165 долл./т. По оценкам экспертов внутренняя норма рентабельности проекта по производству, транспортировке и использованию СПГ – 12–14%. Рынок СПГ сложился в упомянутых выше странах. В России такого рынка пока нет, однако имеются условия для организации производства и экспорта СПГ, а именно: значительные запасы газа труднодоступных месторождений; относительно невысокая цена добычи газа на этих месторождениях – 15–25 долл./тыс.м³; стремление российского газового монополиста Газпрома выйти на рынок СПГ.

Третья альтернатива – производство синтетических жидких топлив (СЖТ) из природного газа – реализована на двух крупных (компанией Sasol в ЮАР и компанией Shell в Малайзии) и нескольких небольших опытно-промышленных установках (США). В России производство СЖТ осуществлено на лабораторных и опытных установках. Технология производства СЖТ из природного газа состоит из нескольких стадий: очистка газа – производство синтез-газа (смеси СО и Н₂) – получение СЖТ по реакции Фишера-Тропша – доведение полученных жидких углеводородов до кондиции моторных топлив. Имеется также технология получения диметилового эфира (ДМЭ): очистка газа – синтез ДМЭ в одну стадию или две стадии (через метанол). СЖТ имеют благоприятные экологические характеристики (практически не содержат серы и ароматических углеводородов), что определяет их преимущество перед традиционными моторными топливами из нефти. При использовании СЖТ в качестве моторных топлив может быть использована инфраструктура потребления традиционных моторных топлив из нефтяного сырья (продуктопроводы, хранилища, заправочные устройства). Переделки автомобилей не требуется. При использовании ДМЭ, который является отличным дизельным топливом (цетановое число – 60–70), может быть использована инфраструктура потребления, созданная для сжиженных пропана и бутана. Потребуется оборудовать автомобили баллонами и провести небольшие конструкторские изменения двигателя. Удельные капитальные затраты получения СЖТ по современным технологиям – 500 долл./т; для крупномасштабной установки мощностью 5 млн т/год инвестиции составят 2,5 млрд долл. Издержки производства СЖТ оцениваются в 165 долл./т (в условиях побережья Мексиканского залива США при цене газа 18 долл./тыс м³). Удельные капитальные затраты на производство ДМЭ соизмеримы с показателями

производства метанола – 300 долл./т; издержки производства ДМЭ оцениваются в 100 долл./т (в тех же условиях). Внутренняя норма рентабельности инвестиционного проекта создания крупномасштабного производства СЖТ по оценке экспертов составляет 13–17%. Рынок СЖТ пока ограничен продукцией двух действующих предприятий, однако уже идет строительство двух крупных установок (в Катаре и Нигерии); несколько крупномасштабных проектов утверждены и находятся на стадии проектирования; ряд проектов проходят стадию технико-экономического обоснования и утверждения правительствами стран – производителей. Российского рынка СЖТ пока не существует, однако возможности для его создания имеются. Это – те же самые факторы, что и для рынка СПГ: наличие больших запасов относительно недорогого газа труднодоступных месторождений; заинтересованность Газпрома в создании индустрии СЖТ.

В табл. 3.44 представлены в наиболее общем виде рассматриваемые «газовые» альтернативы.

Таблица 3.44

Альтернативы по утилизации газа труднодоступных месторождений

Альтернативы	Технологическая цепочка	Внутренняя норма рентабельности проекта, %	Состояние рынка
Газопровод	Подготовка – транспортировка – потребление газа	9–12	Полная готовность принять сетевой газ
Сжиженный природный газ	Очистка газа – сжижение – хранение – транспортировка – хранение – регазификация – потребление газа	12–14	Имеется рынок в ограниченном числе стран. Российского рынка СПГ нет
Синтетическое жидкое топливо	Очистка газа – производство синтез-газа – получение СЖТ – кондиционирование СЖТ – использование в качестве моторного топлива	13–17	Пока рынка как такового нет.

Как определяется выбор альтернатив добычи и использования природного газа т.н. «запертых» месторождений в различных странах мира? Ниже рассмотрено несколько характерных случаев.

Случай 1. *Использование газа крупнейшего в мире газового месторождения Северное (North field) в Катаре.*

Одна из возможных альтернатив подключения газовых богатств месторождения Северное в Катаре – строительство подводного газопровода от месторождения до прибрежного пункта в Абу-Даби и наземного газопровода до г. Аль-Фуджайра, где имеется электростанция и установка по опреснению морской воды. В течение ближайших 5 лет комплекс в г. Аль-Фуджайра будет снабжаться сжиженным природным газом из Омана. После завершения строительства газопровода газ из Катара пойдет в эмират Абу-Даби и дальше в Оман для обеспечения нефтехимического комплекса в г. Сухар.

Вторая альтернатива – производство и транспортировка СПГ. Уже сейчас в Катаре имеются два предприятия по производству СПГ (компании Qatargas – 3 блока суммарной мощностью 9,4 млрд м³/год и компании Rasgas – 2 блока суммарной мощностью 9,1 млрд м³/год). В стадии строительства находится блок № компании Qatargas (мощность 6,6 млрд м³/год, пуск – 2005–2006 гг.) и блоки № компании Rasgas (мощность каждого 6,5 млрд м³/год, пуск – 2005 г.). Имеется еще несколько амбициозных проектов по созданию мощностей по производству СПГ, в частности, совместный проект Qatargas с американской компанией Conoco-Phillips (мощность 10,3 млрд м³, пуск – 2007 г.) и совместный проект Qatargas с американской компанией Exxon Mobil (мощность – 19,3 млрд м³/год, пуск – 2008 г.), а также совместный проект компании Rasgas и Exxon Mobil (мощность 21,5 млрд м³/год, пуск – 2009 г.). К концу нынешнего десятилетия Катар превратится в одного из крупнейших в мире производителей СПГ.

Третья альтернатива – производство СЖТ из природного газа. Уже строится завод по производству СЖТ в Катаре (проект ORIX – осуществляется совместно компанией Qatar

Petroleum Corp. (Катар), Chevron-Техасо (США) и Sasol (ЮАР). В разной степени готовности находятся еще 4 проекта по созданию установок по производству СЖТ.

По данным эксперта журнала Oil and Gas Journal Б.Типпи (В.Тирпее) затраты на сооружение газопровода для обеспечения газом из месторождения Северное в Катаре двух стран (эмирата Абу-Даби и Омана) составят порядка 0,7 млрд долл. Сооружение завода по сжижению мощностью 5,6 млрд м³/год обойдется в 0,8 млрд долл., покупка 6 танкеров – 0,84 млрд долл., затраты в инфраструктуру составят 0,24 млрд долл., а суммарные инвестиции по проекту – 1,88 млрд долл. Издержки производства СПГ, включая стоимость исходного природного газа, операционные расходы и процент на вложенный капитал – 107 долл./тыс м³. Ориентировочная продажная цена СПГ в месте отгрузки – 126 долл./тыс.м³. Сооружение завода по производству СЖТ, перерабатывающего 5,6 млрд м³/год газа, потребует инвестиций в размере 1,6 млрд долл. Операционные издержки составят 145 млн долл., или 50 долл./т, суммарные издержки, включая затраты на сырье и процент на вложенный капитал – 170 долл./т. В качестве товарных продуктов получают 2,1 млн т дизельного топлива по цене (с учетом надбавки за качество) – 220 долл./т, 0,7 млн т высококачественной нефти (сырья для производства этилена и пропилена) – по цене 147 долл./т и 0,1 млн т пропан-бутановой фракции по цене 180 долл./т. По сути дела, каждая из рассматриваемых альтернатив является приемлемой. На основании приведенных расчетов можно сделать вывод, что для такой страны, как Катар, обладающей значительными запасами дешевого природного газа, могут быть рекомендованы все из рассматриваемых альтернатив. Правительство Катара и государственная нефтегазовая компания Qatar Petroleum Corp. сделали ставку на СПГ, собираются строить мощности по производству СЖТ и газопровод для обеспечения газом промышленных комплексов Абу-Даби и Омана [220].

Случай 2. Транспорт туркменского газа.

Серьезные газовые запасы Туркменистана остаются пока слабо востребованными из-за отсутствия необходимой инфраструктуры поставок этого газа к местам его потребления. Немецкими экспертами К.Д. Кауфманном и А.Г.Фальцмейром рассмотрены альтернативы поставок газа крупнейшего в Туркменистане Даулетабадского месторождения в Китай: 1) по газопроводу протяженностью 6300 км Даулетабад – Чарджоу – Чимкент – Каракойн – Урумчи – Ланчжоу – Шанхай (из Туркменистана, через Казахстан, северо-западный и центральный Китай на побережье Восточно-Китайского моря); 2) по газопроводу из Даулетабада (Туркменистан) через Афганистан в Карачи (Пакистан), далее строительство завода по производству СПГ и транспортировка СПГ в Шанхай (9492 км).

Сравнительная оценка альтернатив приведена в табл. 3.45.

Таблица 3.45

Сравнение альтернативных вариантов транспортировки туркменского газа в Китай [221]

Показатели	Возможные объемы транспортировки газа, млрд м ³			
	10	20	30	40
Альтернатива 1: газопровод Протяженность, км	6300	6300	6300	6300
Стоимость транспортировки газа, долл./тыс.м ³	82,8	60,8	51,5	46,1
Альтернатива 2: комбинация газопровода и СПГ				
Протяженность газопровода, км	1400	1400	1400	1400
Стоимость транспортировки по газопроводу, долл./тыс м ³	18,4	13,3	11,2	10,1
Объем производства СПГ, млн т	7,3	14,6	21,9	29,2
Стоимость транспортировки танкерами-метановозами, долл./тыс.м ³	88,2	82,1	76,3	73,4
Общая стоимость транспортировки, долл.тыс. м ³	106,6	95,4	87,5	83,5

Согласно расчетам экспертов, вариант транспортировки туркменского газа в Китай по трубопроводу оказался более эффективным, чем комбинированный вариант газопровода и СПГ.

Случай 3. Транспортировка сахалинского газа.

Транспортировка природного газа, добываемого на шельфе вблизи северной

оконечности о. Сахалин, предусматривается различными способами.

По проекту Сахалин-1 (проектом руководит консорциум во главе с Exxon Mobil Corp.) предусматривалось газ месторождений Одопту, Аркутун-Даги по транссахалинскому газопроводу направлять на юг острова, затем по подводному газопроводу через пролив Лаперуза на японский остров Хоккайдо и далее в район Токио. В последнее время компания Exxon Mobil Corp. начала переговоры о поставках газа в Китай. Для этого маршрут газопровода предполагается изменить: направить по о. Сахалин до пункта, где Татарский пролив имеет наименьшую ширину, затем по дну пролива, по территории России до границы с Китаем и далее в Северо-Восточный Китай. С целью экономии затрат можно использовать уже построенный газопровод «Сахалин – Хабаровск». Трасса газопровода окончательно не утверждена, но ясно одно: операторы проекта Сахалин-1 выбрали газопровод для подачи газа потребителю.

Согласно проекту Сахалин-2 (осуществляемому консорциумом компаний Royal Dutch/Shell, Mitsui и Mitsubishi) газ Пильтун-Астохского и Лунского месторождений (на шельфе близ северной части острова) предполагается направить по транссахалинскому газопроводу на юг острова, где ведется строительство завода по сжижению. Полученный СПГ намереваются поставлять в Японию, Южную Корею и, возможно, в США и Мексику. Соглашения о поставках СПГ энергетическим и газовым компаниям Японии и Ю.Кореи части предполагаемого производства СПГ уже заключены. В этом проекте опыт компании Royal Dutch/Shell в области производства и поставок СПГ, а японских компаний – в строительстве танкеров-метановозов склонил консорциум на выбор варианта с производством и поставками СПГ. Между тем имеется мнение, что более эффективным мог быть вариант организации на о. Сахалин производства синтетического жидкого топлива – диметилового эфира – для использования его как дизельного топлива непосредственно на о. Сахалин и как энергоносителя в странах-импортерах.

Приведенные случаи говорят о том, что нет заранее обусловленных преимуществ какой-либо из газовых альтернатив. Каждый раз должны выполняться соответствующие технико-экономические обоснования, маркетинговые и коммерческие расчеты. В частности, при принятии решения о стратегии вовлечения в эксплуатацию Штокманского месторождения могут быть рассмотрены варианты производства и транспортировки СПГ, транспортировки природного газа по системе газопроводов, включая Северо-Европейский газопровод, а также комбинированный вариант производства СПГ и транспортировки газа по газопроводам.

Глава 4. Мировая нефтеперерабатывающая промышленность

4.1. Современное состояние и тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности мира

Мировая нефтепереработка – глобальная, стратегически важная, высокотехнологичная, капиталоемкая отрасль экономики с богатой историей и долгосрочными планами. Продукцией нефтеперерабатывающей промышленности являются моторные топлива (бензин, дизельное топливо, керосин и реактивное топливо, котельно-печное топливо) и нефтепродукты (кокс, битум, смазочные масла, парафины, растворители и др.). Топлива для транспорта, полученные из нефти, будут еще долгие годы играть ведущую роль в удовлетворении энергетических потребностей мира.

В последние годы в мировой нефтеперерабатывающей промышленности происходили заметные концептуальные, территориальные, структурные сдвиги. Основными факторами развития нефтеперерабатывающей промышленности являются: рост экономики по регионам мира, требования экологического характера, объемы поставок и качественные характеристики исходного сырья – сырой нефти. Для современной нефтеперерабатывающей промышленности мира характерным является рост суммарных мощностей и объемов переработки, относительно невысокий уровень показателя рентабельности, рост удельных капиталовложений, вызванный требованиями к охране окружающей среды и необходимостью перерабатывать сырье с худшими качественными показателями [222].

Мировые мощности по переработке нефти с 1990 г. традиционно превышают мировые объемы добычи нефти.

Данные о соотношении между мировой добычей нефти и мощностями по ее переработке приведены в табл.4.1.

Таблица 4.1

Соотношение между мировой добычей нефти и мощностями по ее переработке в период 1991–2005 гг. [6]

Показатели	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.
Добыча, млн т	3157,5	3184,0	3183,1	3225,2	3272,0	3371,5	3469,8	3518,9
Мощности по переработке, млнт	3741,5	3669,5	3712,0	3778,8	3844,3	3890,0	3992,3	4022,0
Соотношение: мощность/ добыча	1,185	1,1520	1,166	1,172	1,175	1,154	1,150	1,143
Разница мощностей по переработке и объемов добычи, млн. т	584,0	485,5	528,9	553,6	572,3	518,5	522,5	503,1

Продолжение таблицы 4.1

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Добыча, млн т	3452,2	3589,6	3580,6	3556,8	3697,0	3787,0	3895,0
Мощности по переработке, млнт	4072,0	4099,8	4155,0	4195,0	4182,9	4256,0	4285,1
Соотношение: мощность/добыча	1,179	1,142	1,160	1,179	1,131	1,120	0,110
Разница мощностей по переработке и объемов добычи, млн. т	619,8	510,2	574,4	638,2	485,9	470,0	390,1

В последнее время нефтедобывающие страны, прежде всего члены ОПЕК, осуществляют согласованные действия по сдерживанию добычи нефти с целью поддержания высоких цен на нефть. Разница между мощностями по переработке и добыче нефти по сравнению с началом 90-х гг. сократилась с 560–580 млн т до 500–520 млн т., а в последнее время почти до 400 млн т. Главной причиной явился постепенный переход на путь интенсивного развития нефтепереработки не только развитых стран, сделавших это уже несколько десятилетий назад, но и развивающихся стран, где стремительный рост

мощностей постепенно сменяется углублением переработки. В 2001–2002 гг. эта разница снова стала расти, поскольку добыча нефти стабилизировалась, а ранее намеченные проекты по созданию новых мощностей по переработке продолжали осуществляться, однако в 2003–2005 гг. эта тенденция изменилась в сторону уменьшения этой разницы.

В 90-е гг. степень использования мировых мощностей по переработке нефти возросла с 82–83% до 84%, что близко к оптимальному уровню загрузки, равному 85%. В 2001–2005 гг. степень загрузки мощностей стала расти. Данные о степени загрузки мировых мощностей по переработке нефти приведены в табл.4.2.

Таблица 4.2

Степень использования мощностей в мировой нефтеперерабатывающей промышленности в период 1990–2005 гг. [6].

Показатели	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.
Мощности, млн т/год	3743,0	3741,5	3669,5	3712,0	3778,8	3844,3	3890,0	3992,3	4022,0
Объем переработки, млн т/год	3111,8	3084,3	3082,5	3109,8	3113,5	3166,0	3237,0	3357,3	3374,5
Степень использования мощностей, %	83,1	82,4	84,0	83,8	82,4	82,4	83,2	84,1	83,9

Продолжение таблицы 4.2

Показатели	1999 г.	2000г.	2001г.	2002г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Мощности, млн т/год	4072,0	4099,8	4155,0	4195,0	4196,5	4229,6	4256,0
Объем переработки, млн т/год	3386,8	3475,5	3491,8	3468,0	3563,6	3685,5	3830,4
Степень использования мощностей, %	83,2	84,8	84,0	82,7	84,9	87,1	90,0

Среднемировому уровню использования мощностей в конце 90-х годов соответствовала нефтеперерабатывающая промышленность региона Южной и Центральной Америки. В большинстве других регионов мира степень использования мощностей в этот период превосходила среднемировой показатель (Ближний и Средний Восток – 96,4%, Европа – 94,5%, Африка – 93,0 %, США – 91,8%, Азиатско-Тихоокеанский регион – 87,5%). В 2002 г. эти показатели уменьшились: Северная Америка – 85,9%, Южная Америка – 77,4%, Африка – 73,3%, Азиатско-Тихоокеанский регион – 82,2%. В странах бывш. СССР суммарная степень использования мощностей составила в 1998 г. – 44,8%, 1999 г. – 61,6%; 2000 г. – 66,5%, 2002 г. – 70,3% (в 1988 г. – 78,5%). В 2005 г. степень использования мощностей возросла: в США составила 91%, Канаде – 99%, Франции – 92%, Великобритании – 95%, Японии – 89,5%.

Следует отметить, что превышение 90%-ной отметки уровня использования мощностей, как правило, вызывает озабоченность среди менеджеров нефтеперерабатывающей промышленности, так как снижается маневренность и безопасность производства. Однако и низкая степень загрузки мощностей, сложившаяся к концу 90-х гг. в республиках бывш. СССР, вызывает не меньшую озабоченность, поскольку является серьезным и постоянно действующим фактором роста эксплуатационных затрат и снижения конкурентоспособности получаемых нефтепродуктов.

За последнее десятилетие мощности нефтеперерабатывающих заводов мира выросли на 11,3% (прирост составил 430,5 млн т/год). Основная часть прироста мощностей пришлась на Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР). Число нефтеперерабатывающих заводов с 1995 г. по 2000 г. выросло с 705 до 743 в основном за счет новых заводов в регионе АТР. Начиная с 2000 г. число НПЗ в мировой нефтеперерабатывающей промышленности постоянно уменьшалось. Выводились из эксплуатации маломощные и технически слабо оснащенные заводы. Ряд относительно крупных заводов были выведены по экологическим соображениям. Построенные в свое время на окраинах городов в процессе их роста оказались глубоко в городской черте и под давлением общественности и «зеленых» были закрыты. Но все же главной причиной закрытия ряда НПЗ, прежде всего в США и западноевропейских странах, были экономические причины, а именно, низкая

конкурентоспособность выпускаемой продукции. В период 1995–2005 гг. выросла средняя мощность одного НПЗ: теперь она составляет почти 6,5 млн т/год.

Следует отметить, что фактор высокой степени загрузки мощностей НПЗ дал повод экспертам ОПЕК считать этот фактор одной из главных причин роста цен на нефть. Мол, мощности в своем развитии отстают от темпов роста потребления нефтепродуктов, цены на них растут, что естественно вызывает рост цен на нефть. Ряд экспертов разделяют эту точку зрения, но есть и другие мнения. В частности, вице-президент крупнейшей в мире нефтяной компании Exxon Mobil Corp. Эдвард Таланте опровергает мнение об ограниченности мощностей нефтеперерабатывающей промышленности [223]. Автор, ссылаясь на статистические данные солидного международного справочника, разделяет мнение г-на Таланте.

В мировой нефтеперерабатывающей промышленности происходят заметные территориальные сдвиги. Они проявляются в снижении удельного веса традиционных регионов размещения нефтеперерабатывающей промышленности (Северная Америка, Западная Европа, Восточная Европа и бывш. СССР) и роста доли Азиатско-Тихоокеанского региона и стран Ближнего и Среднего Востока (табл.4.3).

Таблица 4.3

Динамика региональной структуры мощностей по переработке нефти в период 1993–2006 гг (мощности на 01.01 каждого года). [224–234]

№ п/п	Регионы мира	1994 г.		1995 г.		1996 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.	
		млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%
1	Азиатско-Тихоокеанский	682,9	18,7	720,9	19,4	740,1	19,9	814,3	21,4	849,8	21,7	938,6	23,4
2	Западная Европа	711,2	19,5	710,5	19,2	707,6	19,0	706,1	18,6	715,6	18,3	728,6	18,1
3	Восточная Европа и бывш. СССР	642,3	17,6	642,6	17,3	636,6	17,1	632,5	16,6	637,5	16,3	604,3	15,0
4	Ближний и Средний Восток	252,6	6,9	263,9	7,1	265,9	7,1	271,1	7,1	283,1	7,2	289,1	7,2
5	Африка	143,0	3,9	141,3	3,8	141,3	3,8	142,5	3,7	146,5	3,7	150,3	3,8
6	Северная Америка	927,3	25,4	937,5	25,3	936,1	25,2	940,2	24,7	963,5	24,6	991,0	24,7
7	Южная и Центральная Америка	299,1	8,0	291,6	7,9	295,0	7,9	296,6	7,9	319,8	8,2	313,5	7,8
	Итого	3658,4	100	3708,3	100	3722,6	100	3803,3	100	3915,8	100	4015,4	100
	Средняя мощность НПЗ, млн т	5,18		5,24		5,28		5,43		5,59		5,32	

Продолжение таблицы 4.3

№ п/п	Регионы мира	2000г.		2001г.		2003 г.		2005г.		2006 г.	
		млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%
1	Азиатско-Тихоокеанский	982,7	24,1	1008,3	24,8	1010,2	24,7	1034,8	25,1	1110,3	26,1
2	Западная Европа	721,7	17,7	723,6	17,8	729,1	17,8	736,3	17,9	748,6	17,6
3	Восточная Европа и бывш. СССР	602,4	14,8	535,6	13,2	530,9	13,0	511,8	12,8	512,2	12,0
4	Ближний и Средний Восток	297,7	7,3	299,5	7,4	315,9	7,7	323,6	7,9	351,7	8,3
5	Африка	152,2	3,7	163,3	4,0	160,7	3,9	161,5	3,9	161,5	3,8
6	Северная Америка	998,9	24,5	998,5	24,6	1014,5	24,8	1023,8	24,8	1041,4	24,5
7	Южная и Центральная Америка	322,4	7,9	333,8	8,2	332,5	8,1	328,6	8,0	330,5	7,8
	Итого	4078,0	100	4062,6	100	4093,8	100	4120,4	100	4256,2	100
	Средняя мощность НПЗ, млн т	5,39		5,47		5,67		6,10		6,43	

За период 1993–2005 гг. доля регионов Северной Америки и Западной Европы снизилась соответственно с 25,4% и 19,5% до 24,5% и 17,6%, а доля Азиатско-Тихоокеанского региона увеличилась с 18,7% до 26,1%. Еще более наглядно проявились территориальные сдвиги в развитии мировой переработки нефти, если сравнивать с мощностями за более ранний период.

Подобный ход территориальных преобразований мировой нефтеперерабатывающей

промышленности вполне закономерен и во многом отражает неравномерность темпов экономического роста развитых, развивающихся и бывших социалистических стран. В частности, среднегодовой темп роста мировой нефтеперерабатывающей промышленности за период 1988–2002 гг. составил 0,9%, что примерно соответствовало темпам роста мировой экономики. В этот же период среднегодовой темп роста мощностей в регионах «старой» нефтепереработки составлял: в регионе Северной Америки – 0,5%, Западной Европы – 0,6%, а в Азиатско-Тихоокеанском регионе, «новом» с точки зрения развития нефтеперерабатывающей промышленности – 4,4% в год, в странах Ближнего и Среднего Востока – 1,5% в год. Большинство стран Азиатско-Тихоокеанского региона в начале 90-х гг. (за исключением Японии) были нетто-импортерами нефтепродуктов. За последнее десятилетие многим странам региона удалось сбалансировать внутреннее производство и потребление, а некоторые страны стали нетто-экспортерами нефтепродуктов. Напротив, страны ближневосточного региона, в первую очередь, Саудовская Аравия и Кувейт, значительную часть продукции НПЗ вывозят на экспорт.

В странах Восточной Европы и бывш. СССР в период 1993–2002 гг. мощности по переработке в среднем снижались на 2,4% в год.

В период 2003–2006 гг. среднегодовые темпы роста мощностей нефтеперерабатывающей промышленности составили: АТР – 2,4%, Ближний Восток – 2,7%, Северная Америка – 0,7%, Западная Европа – 0,6%, В странах Восточной Европы и бывшего СССР падение уровня мощностей составило 0,9% в год.

Особенно заметно возросли мощности в 2005 г. В целом по миру рост составил 135 млн т/год, или 3,3%. Наибольший рост мощностей был в регионе АТР – 75,5 млн т/год, или 7,3%, а также ближневосточном регионе – 28,1 млн т/год, или 8,7%. Возросли мощности в США (на 17,5 млн т/год), западноевропейских странах – на 12,4 млн т/год.

Самым большим из вновь введенных в 2005 г. был прирост мощностей на заводе компании Saudi Arabian Oil Co. в г. Рас-Танура. Мощность этого завода возросла с 15 млн т/год до 27,5 млн т/год. В США наибольший прирост мощности произошел на заводе компании Citgo Petroleum Co. в г. Лейк-Чарлз – 6,1 млн т/год. Это расширение, на которое было истрачено 293 млн долл., позволило увеличить мощность завода до 22,0 млн т/год.

В 2005 г. продолжилось выбытие небольших заводов. В частности, выбыл небольшой завод (1,5 млн т/год) в Саудовской Аравии; 2 завода (1,0 и 0,9 млн т/год) в Ливане; завод компании Toho Oil Co. Ltd в Овасе, Япония; заводы на Мадагаскаре, в Австралии.

Произошло ряд объединений предприятий. В частности, американская компания Valero Energy Corp. приобрела завод компании Coastal Corp. в г. Корпус-Кристи, шт. Техас и объединила его с собственным заводом, образовав единое предприятие мощностью свыше 10 млн т/год. Компания Royal Dutch Shell Pic объединила в один завод предприятия компаний DEA Mineraloel AG в Весселинге и Deutsche Shell в Годорфе. Единое предприятие достигло мощности 17,3 млн т/год.

Территориальные сдвиги, проявившиеся в изменении размещения мощностей по переработке нефти в отдельных регионах, подтверждаются перераспределением численности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) по регионам мира (табл.4.4).

За период 1993–1999 гг. число НПЗ увеличилось с 706 до 756. При этом до 1996 г. число заводов неуклонно снижалось и достигло 701 НПЗ. Однако в 1998 г. было введено несколько новых нефтезаводов, в первую очередь, в Азиатско-Тихоокеанском регионе (62), в том числе стали учитываться НПЗ Китая, о которых ранее не было сведений, а также заводы в бывшем СССР (4, в основном мини-НПЗ). Численность НПЗ в США, Западной Европе, Японии снижается, что связано с закрытием старых, небольших по мощности, технически отсталых заводов, расположенных в городской черте. Экономические (низкая рентабельность) и экологические (загрязнение окружающей среды) причины стали основными при сокращении числа НПЗ в развитых странах. Эти тенденции продолжились и в 2002–2005 гг. Общее число НПЗ снизилось с 756 до 662.

Снижение численности НПЗ в 90-е годы привело к росту средней мощности НПЗ с 5,18

млн. т/год (на 01.01.1994 г.) до 5,67 млн т/год (на 01.01.2003 г.) и 6,2 млн т/год в 2005 г. При этом средняя мощность НПЗ Северной Америки возросла с 4,41 млн т/год до 6,54 млн т/год (при уменьшении числа НПЗ с 210 до 131), в западноевропейских странах с 6,13 млн т/год до 7,27 млн т/год (при снижении числа заводов со 110 до 103), в регионе Южной и Центральной Америки с 3,93 млн т/год до 5,0 млн т/год (при уменьшении числа НПЗ с 76 до 66).

Таблица 4.4

Динамика региональной структуры численности нефтеперерабатывающих заводов мира в период 1993–2005 гг. (на конец года) [224–234]

№№ п/п	Регионы мира	1993 г.		1994 г.		1995 г.		1996 г.		1997 г.		1998 г.	
		число НПЗ	%	число НПЗ	%	число НПЗ	%	число НПЗ	%	число НПЗ	%	число НПЗ	%
1	Азиатско-Тихоокеанский	125	17,7	137	19,4	138	19,6	138	19,7	141	20,1	203	26,9
2	Западная Европа	116	16,4	115	16,2	113	16,0	112	16,0	109	15,5	110	14,6
3	Восточная Европа и бывш. СССР	91	12,9	88	12,4	95	13,5	96	13,7	96	13,7	93	12,3
4	Ближний и Средний Восток	42	5,9	42	5,9	42	6,0	42	6,0	44	6,3	44	5,8
5	Африка	46	6,5	45	6,4	45	6,4	45	6,4	45	6,4	44	5,8
6	Северная Америка	210	29,8	205	29,0	198	28,0	191	27,2	191	27,2	189	25,0
7	Южная и Центральная Америка	76	10,8	76	10,7	74	10,5	77	11,0	76	10,8	72	9,6
	Итого	706	100	708	100	705	100	701	100	702	100	755	100

Продолжение таблицы 4.4

№№ п/п	Регионы мира	1999 г.		2000 г.		2002 г.		2004 г.		2005 г.	
		число НПЗ	%	число НПЗ	%	число НПЗ	%	число НПЗ	%	число НПЗ	%
1	Азиатско-Тихоокеанский	203	26,9	205	27,6	202	28,0	161	23,9	155	23,4
2	Западная Европа	108	14,3	106	14,3	105	14,5	104	15,4	103	15,6
3	Восточная Европа и бывш. СССР	100	13,2	92	12,4	95	13,2	93	13,8	93	14,0
4	Ближний и Средний Восток	45	5,9	45	6,1	46	6,3	45	6,7	42	6,3
5	Африка	46	6,1	46	6,2	45	6,2	46	6,8	45	6,8
6	Северная Америка	182	24,1	179	24,1	160	22,2	159	23,6	158	23,9
7	Южная и Центральная Америка	72	9,5	70	9,3	69	9,6	67	9,8	66	10,0
	Итого	756	100	743	100	722	100	675	100	662	100

В регионах Ближнего и Среднего Востока средняя мощность НПЗ возросла в период 1993–2005 гг. с 6,0 млн т/год до 8,37 млн т/год (при сохранении числа НПЗ на уровне 42). В Азиатско-Тихоокеанском регионе в этот период увеличение численности НПЗ было максимальным (со 125 до 202 за счет роста числа заводов и учета китайских НПЗ). Средняя мощность НПЗ в АТР в 2005 г. составила 7,16 млн т/год. Снизилась средняя мощность НПЗ в регионе Восточной Европы и бывш. СССР – с 7,0 млн т/год до 5,0 млн т/год (при сохранении численности НПЗ). В России средняя мощность НПЗ традиционно была самой высокой (в 1998 г. она составляла 10,4 млн т/год, без учета мощностей Грозненского НПЗ). По состоянию на 01.01.2002 г. 29 НПЗ России имели суммарную мощность 268,3 млн т/год (средняя – 9,25 млн т/год) [235]. Отметим, что показатель суммарных мощностей включал в себя данные по заводам ОАО «Газпром» и мини-НПЗ. На 1.1.2004 г. мировые мощности нефтеперерабатывающей промышленности составили 4102,7 млн т/год, т.е. возросли всего на 0,2% по сравнению с показателем прошлого года. Число заводов снизилось за год с 722 до 717. Это произошло за счет уменьшения числа НПЗ в регионе АТР (с 202 до 200), африканских странах (с 45 до 44), Западной Европе (со 105 до 104), Северной Америке (со 160 до 159). Средняя мощность НПЗ в мире на 1.1.2004 г. составила 5,72 млн т/год, что на

0,9% было выше, чем год назад [232]. В 2005 г. при уменьшении общемирового числа НПЗ до 662 их средняя мощность выросла до 6,43 млн т/год.

На фоне достаточно скромных показателей средней мощности впечатляюще выглядят данные по наиболее крупным НПЗ. Из 756 заводов семь в 1999 г. имели годовую мощность свыше 25 млн. т. Это – завод южнокорейской компании Yukong (теперь SK Corp.) в г. Ульсан – 40,8 млн т/год; завод еще одной южнокорейской компании LG-Caltex в г. Йочхон – 31,7 млн т/год; завод компании Paraguana Refining Center, являющейся частью венесуэльской государственной компании Petroleos de Venezuela SA, в г. Худибадана, штат Фалькон – 30,6 млн т/год; завод российской компании Сибнефть в г. Омске – 28,3 млн т/год; завод компании Hess Oil Virgin Islands Corp. в г. Сент-Круа (Виргинские острова) – 26,3 млн т/год; завод американской компании Exxon Corp. в г. Бейтаун, шт. Техас – 25,3 млн т/год; завод южнокорейской компании Ssangyong Oil Refining Co. в г. Онсан – 25,0 млн т/год. В списке 15 крупнейших заводов по переработке нефти, мощность которых превышала 20 млн т/год 4 находились в США, 3 – в Южной Корее, 3 – в России (кроме Омского НПЗ, также заводы компании ЮКОС в г. Ангарске и компании ЛУКОЙЛ в г. Кстово Нижегородской области), заводы в Венесуэле, Кувейте, Ираке, Сингапуре и на Виргинских островах. В 2000 г. на первое место вновь вышел завод венесуэльской компании Paraguana Refining Center в г. Худибадана (шт. Фалькон, Венесуэла) – 47 млн т/год. Динамика изменения ранга НПЗ по размеру мощности в мировой классификации за период 1993–2005 гг. приведена в табл.4.5.

Таблица 4.5

Крупнейшие НПЗ мира в период 1994–2004 гг. (мощности на 01.01. каждого года, млн т/год) [224, 228, 232, 234]

№№ п/п	Компании	Местоположение	1994 г.		1997 г.		2000 г.		2004 г.		2006 г.	
			млн т/год	ранг	млн т/год	ранг	млн т/год	ранг	млн т/год	ранг	млн т/год	ранг
1	Lagoven (Paraguana Refining Center)	Худибадана, Фалькон (Венесуэла)	28,6	1	28,6	4	3	30,6	1	47,0	47,0	1
2	Сибнефть	Омск (Россия)	28,2	2	28,3	5	28,3	4	18,9	18	–	–
3	Hess Oil Virgin Islands Corp. Novensa	Сент-Круа (Виргинские острова)	27,3	3	27,3	6	26,3	5	26,3	7	24,8	10
4.	Yukong Ltd.(SK Corp.)	Ульсан (Ю. Корея)	26,5	4	40,8	1	40,8	1	40,8	2	40,8	2
5	Тюменская нефтяная компания	Лисичанск (Украина)	23,5	5	24,1	8	16,0	–	16,0	21	–	–
6	ЮКОС	Ангарск (Россия)	23,2	6	30,0	3	22,0	9	22,0	13	22,0	15
7	НОРСИ-Ойл	Кстово(Россия)	21,8	7	21,9	10	21,9	10	18,0	19	–	–
8	BP Amoco Corp.	Тексас-Сити, Техас (США)	21,7	8	21,9	11	21,9	11	22,3	11	22,3	13
9	Chinese Petroleum Corp.	Каосюн (Тайвань)	21,3	9	13,5	–	13,5	–	16,3	20	22,5	–
10	Exxon Mobil Corp.	Батон-Руж, Луизиана, США	21,2	10	22,5	9	24,2	8	•24,7	9	25,0	9
11	LG Caltex	Йочхон (Ю. Корея)	17,1	–	31,7	2	31,7	2	30,8	3	32,5	4
12	Ssangyong Oil Refining Co. Ltd	Онсан (Ю. Корея)	7,3	–	25,0	7	25,0	7	26,0	8	26,0	8
13	Kuweit National Petroleum Co	Мина Аль-Ахмади (Кувейт)	14,4	–	21,8	12	21,4	12	22,1	12	22,1	14
14	Exxon Mobil Corp.	Бейтаун , Техас (США)	19,8	–	21,4	13	25,3	6	27,9	5	28,2	6
15	BP Amoco Corp.	Уайтинг, Индиана (США)	20,0	–	20,5	14	20,5	13	20,0	17	–	–
16	Shell Eastern Petroleum Ltd.	Пулау-Буком (Сингапур)	17,9	–	20,3	15	20,3	14	22,9	10	22,9	11
17	National Iranian Oil Co.	Ибадан (Иран)	16,0	–	20,0	16	20,0	15	20,0	15	–	–
18	Exxon Mobil Corp.	Джуронг (Сингапур)	–	–	–	–	–	–	29,4	4	30,2	5
19	Reliance Petroleum Ltd	Джамнагар (Индия)	–	–	–	–	–	–	27,0	6	33,0	3
20	Saudi Arabian Oil Co.	Рабиг (Сауд. Аравия)	–	–	–	–	–	–	20,0	16	20,0	19

№№ п/п	Компании	Местоположение	1994 г.		1997 г.		2000 г.		2004 г.		2006 г.	
			млн т/год	ранг	млн т/год	ранг	млн т/год	ранг	млн т/год	ранг	млн т/год	ранг
21	Shell Nedenand Rafinaderes BV	Пернис(Нидерланды)	–	–	–	–	–	–	20,8	14	20,8	17
22	Saudi Arabian Oil	Рас-Танура (Саудовская Аравия)	–	–	–	–	–	–	–	–	27,5	7
23	Formosa Petrochemical Co.	Майляо (Тайвань)	–	–	–	–	–	–	–	–	22,5	12
24	Citgo Petroleum Corp.	Лейк-Чарлз (США)	–	–	–	–	–	–	–	–	22,0	16
25	Sinopec	Шанхай (Китай)	–	–	–	–	–	–	–	–	20,2	18
26	Saudi Aramco-Mobil	Янбу(Саудовская Аравия)	–	–	–	–	–	–	–	–	20,0	20

Следует отметить, что список самых крупных НПЗ к 2006 г. заметно поменялся. На первые места вышли НПЗ таких стран, как Венесуэла, Ю. Корея, Индия, Сингапур. Американские НПЗ не являются самыми крупными (5-е место завода компании Exxon Mobil Corp. в Бейтауне, шт. Техас), но являются «лучшими», т.е. имеющими наиболее сложную технологическую структуру.

В перечень 25 крупнейших нефтяных компаний, владеющих наибольшими мощностями по переработке нефти по состоянию на 01.01.2000 г., входили 8 азиатских, 7 американских, 7 европейских, в том числе одна из России, 3 ближневосточных. Суммарная мощность НПЗ 25 ведущих компаний составляла 2064,5 млн. т/год, или половину всех нефтеперерабатывающих мощностей мира. Рейтинг ведущих нефтеперерабатывающих компаний мира и мощности на 01.01.2000 г., 01.01.2001 г., 01.01.2004 г. и 01.01.2006 г. приведены в табл. 4.6. В 2005 г. в список 25 крупнейших компаний входили 6 американских, 5 западноевропейских, 6 азиатских, 3 ближневосточных, 3 латиноамериканских и 2 российских.

Таблица 4.6

Рейтинг 25 ведущих компаний по мощностям нефтепереработки [230–234]

Рейтинг			Наименование компании	Мощность на 01.01., млн т/год			
1999 г.	2003 г.	2005 г.		2000 г.	2001 г.	2004 г.	2006 г.
1	2	2	Royal Dutch/Shell (Нидерланды, Великобритания)	211,5	200,0	240,8	258,6
2	1	1	Exxon Mobil Corp. (США)	182,3	271,6	264,8	284,5
3	3	3	BP pic (Великобритания)	139,7	159,3	164,3	193,6
4	4	6	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	129,8	131,7	133,6	139,6
5	5	4	Sinopec (Китай)	125,3	144,0	133,2	180,6
–	13	5	Valero Energy Corp. (США)	–	–	83,0	141,5
7	9	10	Saudi Aramco OH Co. (Саудовская Аравия)	96,1	98,5	107,3	120,9
8	12	9	China National Petroleum Corp. (Китай)	88,2	96,0	89,4	122,0
9	10	12	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	88,0	89,6	96,5	97,7
10	11	13	Petroleos Mexicanos (Мексика)	83,1	83,1	92,6	92,6
11	6	7	Total-Fina AS (Франция)	79,4	125,2	129,8	136,9
12	14	14	National Iranian Oil Co.(Иран)	73,7	73,7	73,7	72,6
–	18	17	ЛУКОЙЛ (Россия)	–	–	52,7	57,5
14	8	11	СпеугопДехасо Corp. (США)	70,9	71,0	109,2	103,3
15	16	18	Repsol-YPF SA (Испания, Аргентина)	57,3	58,5	54,9	55,3
16	17	19	Kuweit National Petroleum Co. (Кувейт)	52,9	47,9	54,3	54,3
17	22	22	AGIP Petroli SpA (Италия)	51,5	51,6	45,6	45,3
18	15	16	Nippon Mitsubishi Oil (Япония)	49,9	54,7	57,9	57,9
–	19	15	ЮКОС (Россия)	–	–	52,4	59,1
20	21	21	Marathon Ashland Petroleum LLC (США)	46,8	46,8	46,8	48,7
21	20	20	Pertamina (Индонезия)	46,5	49,7	49,7	49,7
–	25	–	Chinese Petroleum Corp. (Тайвань)	–	–	38,5	–
24	24	25	Indian Oil Corp. Ltd. (Индия)	41,6	40,7	38,9	38,9
25	23	24	SKCorp. (Ю.Корея)	40,8	40,8	40,8	40,8
–	–	8	Conoco Phillips (США)	–	–	–	133,0

–	–	23	Sunoco Corp. (США)	–	–	–	44,0
---	---	----	--------------------	---	---	---	------

Среди 25 ведущих компаний в области переработки нефти число государственных и частных компаний распределяется примерно поровну. Многолетним лидером по суммарным мощностям нефтеперерабатывающих заводов была англо-голландская компания Royal Dutch/Shell, но в последнее время первенство перешло к американскому нефтяному гиганту Exxon Mobil Corp.

Обращают на себя внимание более высокие рейтинги, чем ранее, объединенных компаний, таких как BP, Total, Nippon-Mitsubishi, Chevron-Техасо, Conoco-Phillips.

Консолидация технологических и финансовых усилий в последние годы XX века явилась для нефтяных компаний и их нефтеперерабатывающих секторов способом не только выживать в условиях колеблющихся цен на нефть, увеличения капиталоемкости производства и конкурентной борьбы, но и поддерживать высокий уровень эффективности. В этот период различного рода альянсы, стратегические партнерства, слияния, создание совместных предприятий проявились в гораздо большей степени, чем раньше. Если в начале 90-х гг. из рук в руки переходили 4% мощностей НПЗ, то в 1997 г. – уже 10%. В США за последние 5 лет 45% мощностей по переработке нефти поменяли хозяев [236].

Самое крупное слияние в области нефтепереработки – тройственный союз между Royal Dutch/Shell, Техасо Inc. и Saudi Aramco Oil Corp., который теперь имеет в США 80 млн т/год мощностей по переработке нефти, владеет 25 тыс. бензоколонок и контролирует 25% американского рынка нефтепродуктов. В 1996 г. произошло объединение НПЗ и сбытовых организаций British Petroleum и Mobil Corp. в Европе, которое впоследствии было усилено в связи с объединением British Petroleum и Amoco Corp. Компании Royal Dutch/Shell и Техасо Inc. по образцу слияния, реализованного в США, произвели в 1998 г. аналогичную операцию по объединению сети НПЗ и сбытовых организаций в Европе. Примеру их последовали Total и Elf (Франция) и Fina (Бельгия), а в Японии – Nippon Oil и Mitsubishi Oil. Объединились испанская нефтяная компания Repsol Oil и аргентинская YPF SA. В конце 1998 г. был подписан меморандум о взаимопонимании между компаниями Shell Australia Ltd. и Mobil Oil Australia Ltd. об объединении нефтеперерабатывающих предприятий в Австралии. В настоящее время на разных стадиях переговоров в разных регионах мира находится значительное число подобных сделок. Одним из последних было слияние американских компаний Chevron Corp. и Техасе.

На 1.1.2003 г. из числа упомянутых в табл. 4.5 заводов мощность завода компании Kuwait National Petroleum Co. в Мина-Аль-Ахмади возросла до 22,1 млн т/год, в число крупнейших вошел также завод компании Shell Nederland Refinaderes Co. в г. Пернисе близ Роттердама (Нидерланды) [232].

В ноябре 1999 г. Федеральная торговая комиссия США одобрила предложение о слиянии двух крупнейших нефтяных компаний Exxon Corp. и Mobil Corp. Совместная компания Exxon-Mobil Corp. имеет теперь 44 собственных НПЗ суммарной мощностью более 270 млн т/год и превзошла по уровню суммарной мощности компанию Royal Dutch/Shell.

В 2002 г. транснациональные корпорации Exxon Mobil Corp., Royal Dutch/Shell и BP pic сохранили первые три места в международном рейтинге нефтеперерабатывающих компаний. На четвертое место вышла китайская компания Sinopec, а еще одна китайская компания China National Petroleum Corp. вышла на 12-е место. В число лидеров вошли объединенные американские компании Conoco-Phillips (6-е место), Chevron-Техасо Corp. (8-е место), а также Total Fina Elf (7-е место). Венесуэльская компания Petroleos de Venezuela сохранила за собой 5-е место. В первой десятке сохранились компания из Саудовской Аравии Saudi Aramco (9-е место) и из Бразилии Petroleo Brasileiro (10-е место). В 2003 г. произошли небольшие изменения как в первой десятке, так и в остальном списке (вошли российские компании ЛУКОЙЛ и ЮКОС, соответственно 18-е и 19-е места).

В 2005 г. значительно упрочилось положение американской энергетической компании Valero Energy Corp., которая по уровню нефтеперерабатывающих мощностей является крупнейшей внутри США и занимает 5-е место в мировом рейтинге. Рост компании

произошел за счет поглощения Premcor Refining Group. Подтянулись китайские компании Sinopec и China National Petroleum Corp., заняв соответственно 4-е и 9-е места среди крупнейших нефтеперерабатывающих компаний мира.

Основными процессами переработки нефти являются прямая и вакуумная перегонка нефти, каталитический крекинг, каталитический риформинг, каталитический гидрокрекинг, коксование, гидроочистка и гидрообессеривание, алкилирование, изомеризация, деасфальтизация и др. [237].

Из процессов *прямой и вакуумной перегонки нефти* можно отметить технологии компаний Foster Wheeler, Shell Global Solutions International B.V., Technip, ABB Lummus Global. Inc., UhdeGmbH.

Главным процессом нефтепереработки является процесс *каталитического крекинга «флюид»* (ККФ) – селективная переработка разнообразных газойлей в высокоценные продукты (высокооктановый бензин, дизельное и реактивное топливо). Во время второй мировой войны процесс каталитического крекинга «флюид» (ККФ) был основным источником производства высокооктанового бензина путем крекинга тяжелых углеводородных потоков. Технологию ККФ широко применяют и сейчас для переработки тяжелого сырья в связи со снижением спроса на остаточные топлива. Процесс ККФ позволяет также удовлетворять спрос на дизельное и реактивное топливо, сжиженные нефтяные газы и легкие олефины (в основном, пропилен), используемые как нефтехимические полупродукты. Известны процессы компании ABB Lummus Global, Inc; технология Flexicracking компаний Exxon Mobil Research and Engineering Co. и Kellogg Brown & Root; процесс Millisecond Catalytic Cracking компании UOP; процесс Orthoflow компании Kellogg Brown & Root, Inc.; процесс превращения тяжелых нефтяных дистиллятов в высокоценные продукты компании Shell Global Solutions; процесс компаний Stone & Webster Inc, Shaw Group Co./Axens, IFP Group Technologies; процесс FCC/RFCC/Petro FCC компании UOP; процесс глубокого каталитического крекинга компаний Stone & Webster Inc, Shaw Group Co. при участии института нефтепереработки компании Sinopec.

В настоящее время продолжают работы по совершенствованию технологии ККФ для производства топлив с низким содержанием серы и ароматических углеводородов [238].

Разрабатываются новые системы ввода сырья, практикуется обрыв реакции на выходе из прямоточного реактора для снижения газообразования и уменьшения выхода кокса, предлагается улучшенная конструкция отпарной секции и воздухораспределителя для лучшей регенерации катализатора и снижения выбросов окислов азота. Главная цель модернизации процесса ККФ – решение проблем конверсии тяжелых углеводородов в моторные топлива с низким содержанием серы и ароматики и легких олефинов. Одной из первых разработок является система сверхмягкого каталитического крекинга. Компанией Petrobras предложена двухступенчатая схема ККФ, при которой на первой ступени применяется сверхмягкий каталитический крекинг, при котором получают высококачественные дистилляты с низким содержанием серы, ароматики и азота, которые легко могут быть превращены в компоненты смешения экологически чистых бензина и дизельного топлива. Остаточные продукты могут быть переработаны на второй стадии обычного ККФ.

Новое видение технологии ККФ заключается в придании ей «второго дыхания» и в разработке новых катализаторов. Этот мощный многогранный процесс превращается в средство гибкого решения насущных проблем НПЗ, которое с помощью относительно небольших затрат позволяет превращать остаточное нефтяное сырье в моторные топлива высоких экологических кондиций и в легкие углеводороды, нужные для нефтехимической промышленности.

Другой важнейший процесс нефтепереработки *каталитический риформинг* – облагораживание прямогонных бензиновых фракций с получением высокооктанового бензина, ароматических углеводородов и сжиженного нефтяного газа. Известны несколько модификаций процесса риформинга: компаний Axens NA, Home-Baker Engineers Ltd, UOP.

Сравнительно новым и быстроразвивающимся процессом нефтепереработки является *каталитический гидрокрекинг* – облагораживание вакуумного газойля и его смесей с газойлевыми фракциями других процессов с целью получения высококачественных дизельных и реактивных топлив, малосернистых котельных топлив, сырья для процесса ККФ. Лицензиарами процесса каталитического гидрокрекинга являются компании: Axens NA (процесс H-Oil); Chevron и Lummus Global LLC (процесс LC-Fining и ISOCRACKING); Shell Global Solutions International B.V. (переработка тяжелого вакуум-газойля и нефтяных остатков); Veba Oil Technologie und Automatizirung GmbH (процесс Unicracking); Axens NA (процесс совместного гидрокрекинга и гидроочистки T-Star); Haldor Topsoe (процесс «мягкого» гидрокрекинга).

Разновидностью гидрокрекинга является легкий гидрокрекинг, позволяющий увеличить производство дизельных топлив путем гидроконверсии вакуум-газойля [239]. Установка такого гидрокрекинга была введена в 2004 г. на НПЗ компании Repsol YPF в Пуэртольяно, Испания. На установке при 35%-ой конверсии вакуум-газойля получают дизельное топливо с содержанием серы 10 ppm. В составе интегрированной схемы гидрокрекинга предусмотрена стадия доочистки дизельного топлива.

Наибольшим разнообразием отличаются процессы *гидроочистки* и *гидрообессеривания*. Для гидроочистки бензинов используются процессы GT-Desulf (обессеривание бензина ККФ компании GTC Technology Inc.); Uni Pure ASR-2 (глубокой гидроочистки бензина компании Uni Pure Corp.); процесс глубокого обессеривания компании Axens NA; гидрообессеривания путем селективного гидрирования компании Exxon Mobil Research and Engineering; процесс ISAL глубокого обессеривания компаний UOP и PdVSA. Для гидроочистки дизельного топлива используются процессы компании Axens NA; компании Fuels Technology Group Conoco Phillips Co.; процесс гидрообессеривания компании Haldor Topsoe AS; процесс SK HDS компании The Badger Technology Center и SK Corp. Для гидроочистки средних дистиллятов используются процессы компании ABB Lummus Global, Inc. и Unifining компании UOP. Для гидроочистки широкой гаммы нефтяных фракций используются процессы компаний Home-Baker Engineering Inc. и Akzo-Nobel Catalysts B.V. и др.

На НПЗ со сложной конфигурацией, имеющем в своем составе установку предварительной гидроочистки сырья ККФ, при использовании тяжелой сернистой нефти используют методы ужесточения процесса гидроочистки [240]. Компания Lyondell Chemical Co. продемонстрировала способ очистки топлив от сернистых соединений путем окисления гидроперекисями [241].

В процессе *коксования* – превращения вакуумных остатков, тяжелых смол и пеков в бензиновые и газойлевые фракции, котельное топливо и кокс – используются процессы замедленного коксования компаний ABB Lummus Global, Inc.;

селективного замедленного коксования SIDEX компаний Foster Wheeler и UOP; облагораживания нефтяных остатков методом термического замедленного коксования компаний Bechtel Corp. и Conoco Inc.

При использовании для процесса коксования продуктов переработки тяжелых сернистых нефтей может потребоваться расширение мощностей коксовых барабанов и печей [240].

В процессе *алкилирования* – получения высокооктановых компонентов автобензина из легких олефинов и изобутана – используются процессы компаний ABB Lummus Global, Inc. (алкилирование на твердом катализаторе); компании Exxon Mobil Research and Engineering Co. (с использованием серноокислотных катализаторов); процесс FBA компании Haldor Topsoe AS; процесс Re Var компании Fuels Technology Division Conoco Phillips Co.; процессы Alcyline и Indirect Alkylation (с твердым катализатором) компании UOP и др.

В процессе *изомеризации* – превращении парафинов и легких олефинов соответственно в изопарафины и изоолефины – используются процессы ABB Lummus Global, Inc.; Axens NA, COTECH и Lyondell Chemical, Fuels Technology Division Conoco Phillips Co.

В процессе *деасфальтизации* – переработке тяжелых остатков с целью получения сырья для ККФ, битумов используются технологии компаний UOP и Foster Wheeler, Kellogg Brown & Root, Inc.

В последнее время рядом компаний разработаны новые процессы и катализаторы [242]. В частности, компании Axens NA, Engelhard, Kellogg Brown & Root, Inc. разработали новые катализаторы. Компания Exxon Mobil Research and Engineering предложила новые процессы SCAN Fining и OCTAGAIN; компания UOP-процесс Unicracking High Cycle. Еще ряд фирм разработали процессы, способствующие увеличению выхода и улучшения качества нефтепродуктов.

Многими компаниями применяется интегрированный подход к сбережению на НПЗ энергии и водорода [243]. С этой целью рекомендуется применение т.н. «пинч-технологии», т.е. технологии оптимизации энергозатрат на НПЗ. Такую технологию применяет компания ENI SpA Refining & Marketing на своих заводах в Италии и в других странах Европы.

В период 1993–2005 гг. произошли заметные технологические сдвиги в структуре мировой нефтеперерабатывающей промышленности (табл.4.7).

В этот период суммарная доля углубляющих процессов (каталитический крекинг, каталитический гидрокрекинг, термический крекинг или висбрекинг, коксование, каталитический риформинг, алкилирование, изомеризация) возросла в целом по нефтеперерабатывающей промышленности мира с 43,6 % до 51,3%, а облагораживающих процессов (гидрооблагораживание, гидроочистка) – с 43% до 50,3%.

Мощности процессов каталитического крекинга в период 90-х г. имели среднегодовой темп роста 1,8%, каталитического риформинга – 1,5%, каталитического гидрокрекинга – 2,9%, гидроочистки – 1,9%, изомеризации – 2,2%.

В 2003 г. возросли мировые мощности процессов гидроочистки (на 5,2%), каталитического гидрокрекинга (на 2,9%) и каталитического крекинга (на 0,9%), при этом рост мощностей по первичной переработке по сравнению с 2002 г. увеличился всего на 0,2% [232]. В 2005 г. суммарные мировые мощности по процессу каталитического риформинга по сравнению с 2003 г. возросли почти на 85 млн т/год, гидроочистки – почти на 225 млн т/год, гидрокрекинга – всего на 1,4 млн т/год, алкилирования и полимеризации – на 14,2 млн т/год, ароматизации и изомеризации – на 44,5 млн т/год [234].

Технологические сдвиги в нефтепереработке во многом были обусловлены быстрым ростом мощностей в Азиатско-Тихоокеанском регионе, а также возросшими требованиями к качеству моторных топлив и других нефтепродуктов в странах с развитой нефтеперерабатывающей промышленностью. Динамика мощностей, находившихся в стадии завершения строительства, по отдельным процессам в различных регионах мира в период 1993–1999 гг. представлена в табл.4.8.

Из приведенных в табл.4.8 данных видно, что безусловно наибольший прирост мощностей, особенно по первичной перегонке, пришелся в этот период на Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР), а в США и странах Западной Европы заметным было строительство мощностей углубляющих и облагораживающих процессов.

В период 2001–2005 гг. планировались, проектировались, строились и вводились в эксплуатацию новые НПЗ или отдельные установки. В частности, заводы в Нигерии и Папуа – Новой Гвинее; велось проектирование заводов в Индии и Вьетнаме; планировалось создание новых НПЗ в Алжире, Анголе, Бразилии, Экваториальной Гвинее, Индии, Иране, Великобритании. Была намечена масштабная модернизация заводов в Украине (будет осуществлять российская компания ЛУКОЙЛ), на Антильских островах (о. Кюрасао), в Сасолбурге (ЮАР). Перечень новостроек этого периода приведен в [224].

Таблица 4.7

Динамика технологической структуры мировой нефтеперерабатывающей промышленности (мощности на 1.1 каждого года) [224–234]

№№ п/п	Наименование процесса	1994 г.		1995 г.		1996 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2003 г.		2006 г.	
		млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%
1	Первичная перегонка	3658,4	–	3708,3	–	3722,6	–	3803,3	–	3915,8	–	4015,4	–	4078,0	–	4093,9	–	4256,2	–
2	Вакуумная дистилляция	1209,2	33,1	1234,5	33,3	1245,3	33,5	1266,8	33,3	1284,9	32,8	1316,3	32,8	1335,0	32,7	1338,9	32,7	1392,4	32,7
3	Каталитический крекинг	588,1	16,1	640,9	17,3	662,3	17,8	663,6	17,4	689,3	17,6	695,1	17,3	715,5	17,5	738,2	18,0	713,6	16,8
4	Каталитический риформинг	400,6	11,0	453,5	12,2	467,0	12,5	445,0	11,7	474,9	12,1	478,1	11,9	474,2	11,6	479,9	11,7	564,6	13,3
5	Каталитический гидрокрекинг	152,5	4,2	168,5	4,5	178,9	4,8	184,8	4,9	184,4	4,7	208,4	5,2	209,0	5,1	230,7	5,6	232,1	5,5
6	Термокрекинг и коксование	326,7	8,9	347,1	9,4	355,3	9,5	355,0	9,3	362,1	9,2	371,2	9,2	376,0	9,2	378,4	9,3	406,9	9,6
7	Каталитическое гидрооблагораживание	425,4	11,6	374,3	10,1	367,7	9,9	365,4	9,6	405,6	10,3	399,4	9,9	428,0	10,5	1916,8	46,8	2141,4	50,3
8	Каталитическая гидроочистка	1147,0	31,4	1229,0	33,1	1297,8	34,9	1358,6	35,7	1369,3	35,0	1412,3	35,2	1406,6	34,5	–	–	–	–
9	Алкилирование и полимеризация	75,2	2,1	80,3	2,2	80,1	2,2	80,6	2,1	81,6	2,1	87,5	2,2	87,6	2,1	90,4	2,2	104,6	2,5
10	Ароматизация и изомеризация	84,9	2,3	93,2	2,5	96,7	2,6	102,0	2,7	105,3	2,7	106,8	2,7	107,1	2,6	108,4	2,7	152,9	3,6
11	Производство масел	42,2	1,1	41,7	1,1	43,8	1,2	45,3	1,2	44,8	1,1	43,3	1,1	41,1	1,0	39,9	1,0	40,0	0,9
12	Производство битума	102,5	2,8	92,3	2,5	93,3	2,5	99,1	2,6	102,2	2,6	96,2	2,4	93,9	2,3	93,1	2,3	86,7	2,0

Примечание: Мощности процессов 1–8 указаны по перерабатываемому сырью; 9–12 – по конечной продукции.

Таблица 4.8

Динамика мощностей, находящихся в стадии завершения (на 01.01 каждого года, млн т) [227–230]

Регионы мира и важнейшие процессы	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Прямая перегонка нефти							
США	0	8,6	3,5	3,5	1,25	5,6	3,25
Западная Европа	0	1,0	0	8,5	2,2	13,5	0
АТР	31,85	15,9	20,9	7,0	41,6	28,6	14,0
Каталитический крекинг							
США	3,1	1,9	1,7	8,2	–	6,5	0,5
Западная Европа	1,0	0	0	1,3	–	0,45	0
АТР	2,35	2,9	4,5	1,0	1,0	2,5	10,0
Каталитический гидрокрекинг							
США	0	1,4	0	0	–	1,25	0
Западная Европа	2,7	1,4	0	0	–	0,55	0,80
АТР	1,25	1,25	1,0	0	5,75	7,15	0
Каталитическая гидроочистка							
США	1,2	6,5	2,33	0	–	2,5	3,4
Западная Европа	5,35	13,2	2,5	14,6	0	1,0	2,7
АТР	4,5	4,0	6,76	3,8	5,58	2,75	0

В период 2005–2008 гг. намечена реализация большого количества проектов реконструкции и расширения действующих и строительства новых установок по производству нефтепродуктов и моторных топлив [245–247]. Прежде всего следует сказать о проектировании и строительстве новых НПЗ: трех в Африке (Ангола, Чад, Судан); пяти в Южной Америке (Колумбия, Бразилия, три в Венесуэле); пяти в АТР (три в Китае, Индии и Индонезии); двух в бывш. СССР (Украина, Казахстан); одного в регионе Ближнего Востока (Ирак – силами американцев).

Широкая программа модернизации намечена в США. На эту программу в 2005 г. было израсходовано 7 млрд долл. Особое внимание уделено улучшению качества моторных топлив, а также модернизации и строительству установок замедленного коксования. В Канаде на модернизацию действующих и строительство новых установок в 2005 г. израсходовано 380 млн долл., причем наиболее крупными проектами является сооружение установок гидрокрекинга в г. Форт-Мюррей, пров. Альберта и установки замедленного коксования на заводе компании Suncor Energy Inc.

В европейских странах намечены проекты модернизации действующих заводов. При этом наибольшее внимание уделяется процессам производства дизельных топлив и улучшению качества всех моторных топлив до уровня требований Евро-5. Примером является проект создания установки гидрокрекинга мощностью 1 млн т/год на заводе компании BP Oil Refineria de Castillon в Испании.

Но все же наибольшее количество проектов по модернизации и новому строительству намечено в развивающихся странах, среди которых необходимо выделить Китай, Индию, Саудовскую Аравию, Венесуэлу, Бразилию.

Заметным в период 1993–2000 гг. был рост мощностей по производству оксигенатов – присадок к бензинам для улучшения их экологических характеристик. Динамика роста мощностей установок по производству оксигенатов на НПЗ мира представлена в табл.4.9.

Таблица 4.9

Динамика роста мощностей установок по производству оксигенатов на нефтеперерабатывающих заводах мира (на 01.01 каждого года, млн т/год) [224–230]

	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.
Мощности по производству оксигенатов на НПЗ	9,67	9,77	11,34	11,46	11,57	12,21	12,40	13,3

Суммарные мощности по производству оксигенатов (в основном МТБЭ, а также ТАМЭ и др.) складываются из производственных мощностей установок в составе НПЗ и

специализированных производств в составе нефтехимических комплексов (НХК), причем каждый из источников составляет примерно половину суммарных мощностей. Основные регионы размещения мощностей по производству оксигенатов – США и Канада (около 52%) и Западная Европа (более 28%), Азиатско-Тихоокеанский регион (10%), прочие регионы (10%). После обнаружения вредного воздействия МТБЭ на грунтовые воды, в США разгорелись горячие споры, можно ли применять МТБЭ или надо полностью отказаться от использования этого продукта, на создание производства которого были затрачены огромные средства. В конечном счете была принята программа сокращения потребления МТБЭ в США. В западноевропейских странах производство МТБЭ сохранится на прежнем уровне.

К 1.01.2006 г. мировые мощности по производству оксигенатов несколько сократились (до 12,5 млн т/год). По оценкам экспертов мировое потребление основного оксигената – МТБЭ (метилтретбутилового эфира) – сократится к 2009 г. на 33%. Проблема производства и применения МТБЭ еще будет обсуждаться на страницах этой книги.

В 60-е годы известным американским специалистом в области нефтеперерабатывающей промышленности Нельсоном (W.L.Nelson) была разработана методика оценки сложности (комплексности) нефтеперерабатывающих заводов. С использованием этой методики можно проводить достаточно приемлемые, хотя и приблизительные по точности оценки стоимости отдельных установок и целых НПЗ, а также сопоставлять между собой заводы различной мощности и с разными соотношениями первичной перегонки и вторичных процессов. Фундаментальным в этой методике является коэффициент сложности, или комплексности НПЗ (complexity index), который представляет собой отношение удельных затрат на сооружение конверсионной установки НПЗ к затратам на установку первичной переработки нефти. Эти коэффициенты получили в литературе название индексы Нельсона [248]. На базе индексов Нельсона и конкретных соотношений мощностей по первичной перегонке и вторичным процессам автором были определены рейтинги сложности НПЗ для мировой нефтеперерабатывающей промышленности в 1997 г. [249, 250]. Ниже приведен итоговый показатель рейтинга сложности мировой нефтеперерабатывающей промышленности по состоянию мощностей на 01.01.2000 г. – 5,905. Подробные расчеты выполнены по регионам и странам в [249].

На основании краткого анализа современного состояния нефтеперерабатывающей промышленности можно сделать вывод о том, что после предыдущих лет роста наступила стабилизация. Лидирующее положение в отрасли заняли крупнейшие нефтяные компании. В дополнение к данным, приведенным в табл. 4.6, приведены сведения о мощностях по переработке 20 компаний в странах АТР, Западной Европы, а также в США [232–234].

В 2000 г. были введены 4 новых НПЗ: 2 – в Азии, 1 – в Египте, 1 – в России. Кроме этого существенно были увеличены мощности завода тайваньской компании Formosa Plastics в Майляо. В 2001 г. были введены заводы в Абу-Даби компании Pargo мощностью 5 млн т/год, завод этой же компании в Пакистане. Одновременно были закрыты устаревшие, небольшие по мощности заводы в России, Норвегии, Аргентине, США. Самым крупным НПЗ, выбывшим из эксплуатации в последнее десятилетие – Грозненский НПЗ. Судьба закрытых заводов пока не ясна. Выбыли мощности отдельных установок на других заводах, в частности, установки прямой и вакуумной перегонки на Салаватском, Уфимском, Омском, Саратовском, Самарском, Новокуйбышевском, Сызранском НПЗ, а также заводе компании НОРСИ в г. Кстово. Были выведены из эксплуатации установки коксования в Волгограде, термического крекинга в Новокуйбышевске, Волгограде, каталитического крекинга в Салавате, каталитического риформинга и гидроочистки в Салавате, Уфе, Омске, Киришах. На пространстве бывшего СССР закрылись ряд установок в Украине (на Лисичанском, Надворнянском НПЗ), в Азербайджане (на бакинских заводах). Аналогичные процессы происходят во многих регионах и странах. В частности, в США были закрыты заводы компании Premcor в Хартфорде и Блюйленд (шт. Иллинойс).

Как уже отмечалось выше, процесс выбытия небольших и неконкурентоспособных НПЗ продолжился и в период 2002–2005 гг. Отмечается устойчивая тенденция роста средней

мощности НПЗ.

Таблица 4.10

Мощности по переработке нефти свыше 10 млн т/год крупнейших компаний в АТР, Западной Европе и США
(на 1.1.2003 г. и 2006 г. [233, 234])

№ № п/п	Регион, компания	Число НПЗ		Суммарная мощность нефтепереработки, млн т/год	
		2003 г.	2006 г.	2003 г.	2006 г.
1	2	3	4	5	6
Азиатско-Тихоокеанский регион					
1	Sinorec (Китай)	56	18	133,3	139,6
2	China National Petroleum Corp. (Китай)	38	37	88,1	88,3
3	Exxon Mobil Corp. (США)	11	10	71,3	69,2
4	Nippon Mitsubishi Petroleum Refining Co. Ltd (Япония)	6	6	58,4	57,9
5	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	12	13	55,4	67,9
6	Pertamina (Индонезия)	8	8	49,6	49,6
7	Chevron Техасо (США)	8	6	41,2	32,2
8	SK Corp. (Южная Корея)	1	1	40,8	40,8
9	Chinese Petroleum Co. (Тайвань)	3	3	38,5	38,5
10	Indian Oil Co. Ltd. (Индия)	9	9	35,4	38,9
11	Idemitsu Cosan Co. Ltd. (Япония)	5	4	34,2	30,4
12	Tonen-Energy Co. (Япония)	4	4	33,7	31,5
13	LG-Caltex (Ю.Корея)	1	1	31,6	32,5
14	Hyundai Oil Refining Co. (Ю.Корея)	3	3	29,5	29,5
15	Cosmo Oil Co. Ltd. (Япония)	4	4	28,1	28,3
16	Reliance Petroleum Ltd. (Индия)	1	1	27,0	33,0
17	S-Oil Corp. (Ю.Корея)	1	1	26,0	26,0
18	BP (Великобритания)	4	4	17,4	16,6
19	Hindustan Petroleum Corp. Ltd. (Индия)	2	2	14,8	14,8
20	Petronas (Малайзия)	3	3	11,5	11,5
Западная Европа					
1	Total SA (Франция, Бельгия)	17	17	110,2	115,2
2	Exxon-Mobil Corp. (США)	12	10	85,6	84,8
3	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	12	16	68,2	81,5
4	Agip Petroli SpA (Италия)	9	10	61,2	43,8
5	BP (Великобритания)	9	12	48,2	68,5
6	Repsol-YPF SA (Испания, Аргентина)	5	5	38,3	35,5
7	Turkish Petroleum Refineries Corp. (Турция)	4	4	30,7	30,7
8	Compania Espanola de Petroles (Испания)	3	3	21,4	21,4
9	DEA Mineraloel AG (Германия)	4	4	19,5	19,5
10	Conoco Phillips Inc. (США)	3	3	16,7	17,4
11	Chevron Техасо Inc. (США)	2	2	16,1	16,4
12	Petrogal EP (Португалия)	2	2	15,2	15,2
13	Statoil AS (Норвегия)	3	3	15,0	15,2
14	Saras SpA (Италия)	1	1	15,0	15,0
15	ERG Group, Isab SpA (Италия)	3	4	14,9	19,8
16	Fortum Oy and Gas (Финляндия)	6	6	14,4	14,4
17	OMV AG (Австрия)	2	3	14,0	19,9
18	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	8	8	13,4	14,2
19	Petroplus (Бельгия)	3	3	12,5	12,5
20	Veba Oil (Германия)	4	4	11,4	11,4
США					
1	Conoco Phillips Inc. (США)	14	13	111,2	108,9
2	Exxon-Mobil Corp. (США)	7	7	95,0	97,0
3	BP (Великобритания)	7	6	75,6	73,8
4	Valero Energy Co. (США)	7	12	63,7	74,3
5	Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды)	11	10	60,7	57,2
6	Chevron Техасо Corp. (США)	6	5	48,5	45,5
7	Marathon Ashland Petroleum LLC (США)	7	7	46,7	46,7
8	Motiva Enterprises LLC (США и Саудовская Аравия)	4	3	44,0	36,5
9	Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла)	5	5	42,7	41,4

№ № п/п	Регион, компания	Число НПЗ		Суммарная мощность нефтепереработки, млн т/год	
		2003 г.	2006 г.	2003 г.	2006 г.
1	2	3	4	5	6
10	Sunoco Inc. (США)	4	5	36,5	44,0
11	Koch Refining Co. LP (США)	2	2	28,4	28,4
12	Tesoro Petroleum Corp. (США)	6	6	28,0	28,0
13	Saudi Aramco (Саудовская Аравия)	4	3	22,0	18,3
14	The Williams Co. (США)	2	2	20,5	20,5
15	Premcor Refining Group (США)	4	4	26,7	38,6
16	El Paso Coastal Refining and Marketing Corp. (США)	3	3	13,5	13,5

Из данных табл. 4.10 видна динамика числа и мощностей крупных НПЗ в Азии, Западной Европе, США. К 2006 г. в регионе АТР к компаниям, приведенным в табл. 4.10 прибавились: завод тайваньской компании Formosa Petrochemical Co. мощностью 22,5 млн т/год, два завода компании Saudi Aramco суммарной мощностью 12,7 млн т/год и завод японской компании Showa Yokkaichi Sekiyu мощностью 11,1 млн т.год; два завода Preem Raffinaderi АВ суммарной мощностью 15,8 млн т/год; три завода компании Flint Hills Resources суммарной мощностью 36,5 млн т/год.

Международные рейтинги нефтеперерабатывающих заводов строятся не только по величине мощностей по первичной переработке нефти, но и по степени сложности и комплексности имеющих на них установок. Здесь может быть использован показатель отношения суммарных мощностей по вторичным процессам к мощностям по первичной переработке. Перечень наиболее сложных по уровню технологического развития заводов приведен в табл. 4.11.

Таблица 4.11

«Лучшие» НПЗ мира

№№ п/п	Название компании, местоположение завода	Мощность по сырью, млн т./год	Доля вторичных процессов к объему первичной переработки, %
1	2	3	4
1.	Exxon-Mobil, Бейтаун (шт. Техас, США)	19,8	217
2.	Shell, Дирпарк (шт. Техас, США)	11,1	213
3.	Lyondell-Citgo Refining, Хьюстон (шт. Техас, США)	13,3	202
4.	Ashland Petroleum, Роузмаунт, (шт. Миннесота, США)	12,3	187
5.	ВРАТосо, Тексас-сити (шт. Техас, США)	21,7	181
6.	Tonen Corp., Кавасаки (Япония)	10,9	176
7.	Exxon-Mobil, Бомонт (шт. Техас, США)	16,0	169
8.	ARCO, Карсон (шт. Калифорния, США)	11,9	166
9.	Chevron, Паскагула (шт. Миссисипи, США)	14,8	165
10.	Chevron, Эль-Сегундо (шт. Калифорния, США)	12,9	164
11.	Chevron, Ричмонд (шт. Калифорния, США)	11,5	163
12.	Exxon-Mobil, Джолиет (шт. Иллинойс, США)	10,2	156
13.	Citgo Refining, Лэйк-Чарлз (шт. Луизиана, США)	15,2	150
14.	Total Fina Elf, Антверпен (Бельгия)	14,3	150
15.	Exxon-Mobil, Батон-Руж (шт. Луизиана, США)	21,2	150

В этом списке преобладают американские НПЗ, что неудивительно, поскольку американская нефтеперерабатывающая промышленность является наиболее развитой. Если этот перечень расширить до 30 НПЗ, то на 30-м месте окажется бывший советский завод в г. Мажейкяй (мощность 13,2 млн т/год, отношение 119 %) в Литве.

Если же список увеличить еще на 10 НПЗ, то на 39-м месте окажется российский НПЗ в г. Салават (мощность 12,4 млн.т./год, отношение 110 %).

Наличие большого числа заводов с глубокой переработкой нефти в США, западноевропейских странах, Японии вызвано сложившейся там структурой потребления нефтепродуктов. В Северной Америке 42% всех потребляемых нефтепродуктов – автобензины, 28 % – дизельное топливо, 25 % – реактивное топливо, масла, парафины, кокс и другие нефтепродукты и только 5 % – котельное топливо. Чтобы удовлетворить такую

структуру потребления, нужна глубокая переработка нефти, высокая доля вторичных процессов. В западноевропейских странах доля автобензинов в структуре потребляемых нефтепродуктов составляет только 21 %, но зато высокая доля потребления дизельного топлива – 41 %, прочих нефтепродуктов – 22 %, а котельного топлива – 16 %. Подобная структура потребления требует также глубокой переработки, хотя и меньшей, чем в США.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе в суммарном потреблении нефтепродуктов доля автобензина и дизельного топлива составляет 54 %, прочих нефтепродуктов – 26%, а котельного топлива – 20 %. Хотя здесь в последнее время построено несколько крупнейших НПЗ, глубина переработки относительно невелика. Это же самое можно сказать о нефтеперерабатывающей промышленности ближневосточных стран, где также построено несколько крупных НПЗ, ориентированных в основном на экспорт нефтепродуктов. Глубина переработки или отношение мощностей по вторичным процессам к мощностям по первичной переработке нефти здесь относительно невелика.

Еще ниже показатели отношения мощностей по вторичным процессам к первичной переработке в республиках бывшего СССР. В структуре потребления нефтепродуктов здесь высокий удельный вес занимает котельное топливо (30%), вследствие чего доля вторичных процессов по отношению к мощностям по первичной переработке небольшая. Более подробный анализ структуры нефтепереработки будет сделан в последующих главах.

Основные межрегиональные потоки нефтепродуктов из центров нефтепереработки отправляются в центры хранения и потребления трубопроводным и морским транспортом, а внутрирегиональные потоки – трубопроводным, железнодорожным и автомобильным транспортом.

В западном полушарии основными центрами нефтепереработки являются шт. Техас, Луизиана на юге США, штат Калифорния на западном побережье США, штаты Промышленного Востока США, провинция Альберта в Канаде, Мексика и Венесуэла. Внутрирегиональные потоки из центров переработки в США направлены в другие штаты. Кроме этого часть нефтепродуктов из Канады, Мексики и Венесуэлы следуют в США. Продукция мексиканских НПЗ обеспечивает страны Центральной Америки. Часть нефтепродуктов из Венесуэлы направляются в страны южноамериканского континента, в которых баланс производства и потребления складывается с дефицитом. Продукция американских НПЗ в Калифорнии поступает на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, а навстречу им – нефтепродукты из Южной Кореи и других стран региона (т.н. азиатских тигров). Также встречными являются потоки отдельных видов нефтепродуктов из Венесуэлы в страны Южной Европы, а из Европы – в латиноамериканские страны.

Нефтепродукты из стран Ближнего Востока поступают на американский рынок (в США) и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (Индия, Китай, Пакистан, Япония).

Нефтепродукты из стран Северной Америки поступают на рынок стран Южной Европы. Страны Западной и Центральной Европы получают нефтепродукты из России. В свою очередь западноевропейские нефтепродукты идут на рынок восточных штатов США.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе центрами нефтепереработки являются НПЗ Японии, Китая, Южной Кореи, Тайваня и других стран. Часть из них, например, Южная Корея, Тайвань, Таиланд, Сингапур являются нетто-экспортерами, остальные – нетто-импортерами (в основном из стран этого же региона и из ближневосточных стран).

Основные межрегиональные потоки нефтепродуктов (экспорт и импорт) в 2004–2005 гг. представлены в табл. 4.12.

Структура потребления нефтепродуктов по миру в целом, регионам и отдельным странам заметно отличается. Кроме этого отмечают изменения структуры потребления за последние 10 лет (табл. 4.13).

Анализ данных табл. 4.13 дает возможность установить важнейшие тенденции потребления продукции нефтеперерабатывающей промышленности в мире, развитых и развивающихся странах, отдельных регионах и странах за последние десять лет.

Таблица 4.12

Экспорт и импорт нефтепродуктов в мире в 2004–2005 гг. [6]

(млн т)

Регионы и страны	Импорт		Экспорт	
	2004 г.	2005 г.	2004 г.	2005 г.
США	137,2	166,0	45,7	52,2
Канада	11,4	13,2	25,7	26,7
Мексика	11,1	1537	3,3	5,2
Южная Америка	15,9	19,1	52,6	63,5
Западная и Восточная Европа	113,6	130,3	51,8	66,2
Бывший СССР	4,3	4,4	64,6	81,1
Ближний Восток	6,3	6,4	121,4	119,2
Северная Америка	6,6	8,1	28,7	29,1
Западная Африка	8,7	8,9	5,2	6,0
Восточная и Южная Африка	5,5	5,6	0,7	0,8
Австралия	10,7	11,2	3,2	3,7
Китай	45,7	39,8	13,0	14,0
Япония	48,9	47,8	3,8	5,1
Другие страны АТР	99,9	99,8	68,4	66,4
Прочие	–	–	37,7	34,8

Таблица 4.13

Динамика структуры потребления нефтепродуктов по миру, регионам и странам в период 1994–2004 гг. [6]

(%%)

Регионы и страны	Бензин	Средние дистилляты	Котельно-печное топливо	Прочие нефтепродукты	Среднегодовой темп роста потребления нефтепродуктов, 2004 г. / 1994 г.
Мир в целом*					
1994 г.	30,8	34,0	15,8	19,4	2,0
2004 г.	31,5	36,0	11,8	20,7	
2005 г.	30,7	35,9	12,3	21,1	
Развитые страны (ОЭСР)					
1994 г.	34,9	32,7	12,5	19,9	1,0
2004 г.	36,3	34,9	8,5	20,3	
2005 г.	35,9	35,3	8,7	20,1	
Европейский Союз (ЕС-25)					
1994 г.	28,0	39,5	14,5	18,0	0,8
2004 г.	24,0	45,3	11,3	19,4	
2005 г.	23,2	46,4	11,4	18,9	
Развивающиеся страны					
1994 г.	21,5	37,0	23,4	18,1	3,8
2004 г.	23,2	37,9	17,5	21,4	
2005 г.	22,9	37,8	17,7	21,6	
США					
1994 г.	44,5	28,7	5,7	21,1	1,4
2004 г.	46,0	29,7	3,9	20,4	
2005 г.	46,0	29,7	4,4	19,9	
Япония					
1994 г.	25,1	33,2	22,5	19,2	–0,8
2004 г.	34,0	35,2	12,7	18,1	
2005 г.	33,9	35,1	13,0	18,0	
Китай					
1994 г.	27,0	27,9	21,1	24,0	7,8
2004 г.	25,2	35,2	13,6	26,0	
2005 г.	25,0	34,7	12,9	27,4	

* без стран бывшего СССР

Во первых, следует отметить, что среднегодовые темпы потребления нефтепродуктов за 1994–2004 гг. разительно отличаются для развитых и развивающихся стран. В развитых

странах они невысокие (0,8–1,4% в год), в Японии даже (–0,8%). В развивающихся странах они высокие (3,8% в год, а в Китае даже 7,8%).

Во-вторых, существенно отличается структура потребления нефтепродуктов. Плюсами здесь являются данные по структуре потребления нефтепродуктов в США и других странах. Огромный автопарк США, укомплектованный автомобилями, в основном, с бензиновыми двигателями, потребляет гигантское количество автобензина, что составляет 44–46% всех потребляемых полупродуктов. В развивающихся странах доля потребляемого автобензина вдвое ниже. В США низкая доля потребления котельно-печных топлив, что обусловлено сложившейся за долгие годы глубокой переработкой нефти и постепенным вытеснением нефтяных котельно-печных топлив другими энергоносителями. Доля потребляемых в США средних дистиллятов ниже, чем в среднем по миру и особенно отличается от доли, сложившейся в европейских странах, где в структуре автопарка высок удельный вес автомобилей с дизельными двигателями.

В-третьих, общей практически для всех регионов и стран является тенденция роста за 10 лет доли автобензинов и средних дистиллятов в структуре потребления нефтепродуктов и уменьшения доли котельно-печных топлив, что говорит о непрекращающемся процессе углубления переработки нефти. Исключением являются страны ЕС, где наметился некоторый избыток автобензина при заметном росте потребления средних дистиллятов, главным образом, дизельного топлива.

Прибыль в нефтеперерабатывающей промышленности зависит от нескольких факторов, главными из которых являются:

- 1) доступность сырья и цены на него; при этом следует учитывать тенденцию ухудшения качества сырья (более тяжелая сернистая нефть);
- 2) характеристика региональных рынков нефтепродуктов, близость к потребителям, терминалам, наличие продуктопроводов и т.п.;
- 3) производительность, сложность и комплексность используемого оборудования;
- 4) состав и структура собственников НПЗ.

Особенно заметное влияние на показатель прибыльности нефтепереработки оказывает стоимость сырья. В период 1997–1998 гг. в связи со снижением стоимости сырья, падением спроса на нефтепродукты и снижением цен на них показатели прибыли нефтеперерабатывающей промышленности мира снизились. Тенденция снижения ожидалась и в 1999 г. В табл. 4.14 приведены оценки, выполненные специалистами Французского института нефти [251].

Таблица 4.14

Снижение прибылей мировой нефтепереработки (долл./барр.)

Регион, вид сырья	1997 г.	1998 г.	1999 г.
Западная Европа (нефть Brent)	1,41	1,34	0,9
США (западнотехасская нефть)	1,48	1,25	1,0
Юго-Восточная Азия (нефть Дубай)	2,30	1,01	1,3

Однако рост цен на нефть и, соответственно, нефтепродукты привели к постепенному росту прибыли нефтепереработки. По оценке специалистов консалтинговой компании Merril Lynch and Co. прибыль нефтеперерабатывающей отрасли в отдельных регионах мира выглядела следующим образом (табл. 4.15) [252].

Таблица 4.15

Показатели прибыли нефтеперерабатывающей промышленности по регионам (долл./барр.)

Регион	1993 г.	2000 г.	2001 г.
Азиатско-Тихоокеанский регион			
НПЗ с простой схемой (Сингапур)	–0,35	0,50	0,75
НПЗ со сложной схемой (Сингапур)	1,72	2,70	3,00
Западная Европа			
НПЗ Северо-Западной Европы	0,33	0,70	0,80
НПЗ района Средиземноморья	–0,10	0,33	0,35
США			
Восточное побережье	3,13	4,45	4,35

Регион	1993 г.	2000 г.	2001 г.
Побережье Мексиканского залива	1,95	2,65	2,90
Средний Запад	3,42	4,35	4,05
Западное побережье	8,97	9,03	9,00

Подробный анализ прибыльности нефтеперерабатывающей промышленности мира выполнен в [253]. Резюмируя анализ показателей прибыльности нефтеперерабатывающей промышленности можно констатировать, что до 1998 г. прибыль составляла примерно 1,5–2,0 долл./барр., в конце 90-х годов снизилась до 1 долл./барр., а в 2002 г. составила в регионе Юго-Восточной Азии 0,2 долл./барр.

Утверждение, что высокие цены на нефть улучшают экономику НПЗ, не является однозначным. Однако для сложившейся в 2005–2006 гг. ситуации это утверждение справедливо и, по мнению экспертов, будет справедливым еще несколько лет.

Высокие цены ведут к большей разнице цен на сернистые и малосернистые нефти, легкие и тяжелые нефтепродукты. Это автоматически ведет к улучшению прибыльности нефтепереработки. Такое положение сохраняется, если нефтеперерабатывающие мощности отстают от роста потребления нефтепродуктов и если мощности по переработке сернистых нефтей не имеют возможности быстро увеличиваться на крупных рынках. Существенную роль играет также степень сложности предприятий нефтепереработки. Ниже приведены данные о прибыльности НПЗ, обслуживающих рынки Ближнего Востока и Сингапура (табл. 4.16) [254].

Таблица 4.16

Динамика прибыльности НПЗ, обслуживающих рынки Ближнего Востока и Сингапура (долл./барр.) [254]

Показатели	Факт										Прогноз		
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2015	2020
Установки прямой перегонки нефти	0,8	0,1	0,0	-0,8	-0,2	-0,4	-0,2	1,0	1,5	0,8	0,8	0,5	0,0
Заводы, включающие в свой состав установки каталитического крекинга	3,7	4,0	2,4	1,1	3,1	1,7	0,8	3,0	7,4	6,8	4,0	6,0	5,0

В представленных в табл. 4.16 данных отчетливо видна тенденция роста прибыльности нефтепереработки в зависимости от динамики цен на нефть и от сложности НПЗ.

Заметное влияние на прибыльность НПЗ оказывает состояние рынков. Существенный рост цен при одновременном росте спроса на нефтепродукты в США привели к росту прибыли высокотехнологичной американской нефтепереработки. К Европе, где спрос близок к насыщению, нет заметной прибавки мощностей. Необходимость структурной перестройки нефтепереработки для удовлетворения повышенного спроса на дизельное топливо, сказывается на показателях прибыльности европейских НПЗ. На азиатском рынке при быстром росте спроса и существенном вводе мощностей, значительная часть которых – это мощности по первичной переработке нефти, прибыльность НПЗ относительно невелика (табл. 4.17).

Таблица 4.17

Прибыльность НПЗ в различных регионах и странах мира [255]

Регионы и страны	Прибыльность НПЗ, долл./барр.					
	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
США	3,8	3,9	2,7	3,8	5,0	11,0
Западная Европа	3,0	2,0	1,0	2,0	3,8	4,0
АТР	1,0	1,2	1,0	1,8	4,0	2,8

На развитие мировой нефтепереработки расходуются ежегодно более 40 млрд долл. Объемы и структура капиталовложений в развитие мировой нефтепереработки в 1998–1999 гг. показаны в табл. 4.18.

Таблица 4.18

Объемы и структура капиталовложений в мировую нефтепереработку, млрд долл. [251]

Структура капиталовложений	1998 г.	1999 г.
Капиталовложения в основное оборудование	17,2	17,7
Капиталовложения во вспомогательное оборудование	14,9	15,9
Катализаторы и химикаты	10,8	11,0
Итого	42,9	44,6

Согласно данным журнала «Hydrocarbon Processing International» суммарные капитальные, эксплуатационные затраты и затраты на текущий ремонт и обслуживание в мировой промышленности по переработке углеводородного сырья (нефтепереработка и нефтехимия) составили в 2001 г. 159 млрд долл., в т.ч. капитальные вложения – 35,9 млрд долл., эксплуатационные затраты – 81,8 млрд долл., затраты на текущий ремонт и техническое обслуживание – 41,3 млрд долл.

В период 2002–2005 г. инвестиции в мировую нефтепереработку достигли почти 50 млрд долл. в год, в т.ч. в США – 7,0 млрд долл., Канаде – около 1 млрд долл.

Среди путей повышения конкурентоспособности наряду с совершенствованием технологий, улучшением качества нефтепродуктов следует назвать активно идущий процесс консолидации и реструктуризации активов (слияние компаний, приобретение активов и избавление от них, отказ от малорентабельных производств и т.п.). Ранее уже было сказано о слиянии крупнейших нефтяных компаний и образовании супергигантов (Exxon-Mobil, BP, Chevron-Texaco, Conoco-Phillips, Total Fina Elf и др.). Следует также упомянуть о реструктуризации японских нефтяных компаний и объединении их с энергетическими компаниями и ряде других.

Цены на нефтепродукты зависят от цен на нефть. Даже в относительно короткий период с марта 2004 г. по март 2005 г. цены на нефтепродукты выросли. Динамика продемонстрирована на примере розничных цен на премиальный бензин в странах Западной Европы и в США (табл. 4.19) [256].

Таблица 4.19

Розничные цены на премиальный бензин (долл./гал.)

Даты	Бельгия	Франция	Германия	Италия	Нидерланды	Великобритания	США
29.03.2004	4,62	4,79	5,11	5,01	5,64	5,34	1,94
31.05.2004	5,21	5,11	5,45	5,33	5,94	5,72	2,23
25.10.2004	5,60	5,40	5,79	5,68	6,27	5,86	2,22
28.02.2005	5,68	5,47	5,66	5,69	6,33	5,85	2,34*

Примечание: галлон равен 3,785 л.

* цена 28.03.2005

Приведенные данные стоит пояснить. В практике развитых стран сложилась система взимания налога на топливо путем введения акциза на продаваемые на розничном рынке нефтепродукты. В западноевропейских странах величина акциза в розничной цене автобензина составляет 60–64%., в Канаде – 33%, США – 32%.

Данные об оптовых и розничных ценах на автобензин в развитых странах (по состоянию на сентябрь 2005 г.) приведены в табл. 4.20.

Таблица 4.20

Цены на автобензин в отдельных странах мира (по состоянию на сентябрь 2005 г.), долл./л [257]

Страны	Цена нефти Brent, фоб, долл.	Цена нефти Brent, сиф, Роттердам	Оптовая цена бензина	Розничная цена бензина
Западная Европа	0,39	0,50		
Нидерланды			0,72	1,80
Норвегия			0,70	1,27
Италия			0,65	1,60
Германия			0,62	1,63
Великобритания			0,60	1,69
Канада			0,71	1,06
США			0,53	0,78

Приведенные данные опровергают сложившееся у рядового обывателя мнение, что в нефтедобывающих странах цены на бензин на автозаправочных станциях очень низкие (стакан бензина дешевле стакана газированной воды). Пример нефтедобывающих стран – США, Канады, Норвегии, Нидерландов – это опровергает. Однако в нефтедобывающих странах, где вся цепочка от скважины до бензоколонки находится в руках государства, цены на бензин назначаются низкими. Об этом свидетельствуют данные по ряду стран (долл./л): Венесуэла – 0,13; Нигерия – 0,13; Индонезия – 0,16; Саудовская Аравия – 0,16; Абу-Даби – 0,22; Египет – 0,27.

Перспективы развития мировой нефтепереработки во многом определяются тенденциями 2000–2004 гг. В этот период наблюдался устойчивый рост спроса на нефть. Среднегодовые темпы потребления нефти в мире в период до 2001–2005 гг. были на уровне 1,6%, в т.ч. в Азиатско-Тихоокеанском регионе – 2,5%, Латинской Америке – 0,4%, Европе – 0,8%, Северной Америке – 1,2%, что оказалось ниже, чем прогнозировалось ранее [258]. Эксперты считают, что запасы энергоносителей не являются лимитирующим фактором в удовлетворении растущей потребности в нефти в период до 2010 г. Эксперты в конце 90-х годов предполагали, что реальные цены на нефть в период до 2010 г. не превысят 20 долл./барр., что позволило бы сохранить прибыльность нефтепереработки и спрос на нефтепродукты, однако этого не произошло, поскольку цены на нефть постоянно росли. Все без исключения эксперты полагают, что при достаточном сырьевом обеспечении мировой нефтепереработки произойдет ухудшение качества поставляемых нефтей, в основном, за счет возрастания содержания серы и «утяжеления» нефти. Это обстоятельство безусловно осложнит выполнение требований спецификаций на малосернистые моторные топлива и потребует значительных инвестиций в нефтепереработку.

Основными факторами, определяющими развитие мировой нефтепереработки в перспективе, являются:

- динамика и структура спроса на нефтепродукты; изменение в составе поступающих на переработку нефтей; ужесточающиеся экологические требования к качественным характеристикам моторных топлив и нефтепродуктов. Что касается потенциального роста спроса на нефтепродукты, то эксперты считают, что:
- возрастет потребление всех легких (светлых) нефтепродуктов, прежде всего, автобензина, дизельного и реактивного топлива; снизится потребление котельного топлива;
- ключевым видом топлива будет дизельное топливо, темпы роста спроса на которое выше темпов роста спроса на другие нефтепродукты.

Основная движущая сила роста мирового потребления нефти и нефтепродуктов – развитие экономики, измеряемое темпами роста ВВП, численности населения и покупательной способностью населения. Все эксперты сходятся в том, что в период 2006–2020 гг. основной прирост ВВП будет приходиться на развивающиеся страны, где также произойдет основной прирост численности населения и где расположены наиболее мобильные потребители нефтепродуктов – Китай и Индия.

Эксперты также сходятся в том, что прирост мирового ВВП порядка 3,5% в год сохранится в период до 2010 г. даже при высоких ценах на нефть, хотя имеются и более пессимистические прогнозы, согласно которым из-за высоких цен на нефть рост мирового ВВП не превысит 1,5%, угроза инфляции заставит крупнейшие мировые банки поднять учетную ставку, что приведет к снижению экономической активности.

Согласно ранее сделанным прогнозам, суммарное мировое потребление бензина и нефти (сырья для нефтехимической промышленности) будет возрастать в период до 2010 г. ежегодным темпом 2,2% в год. На их долю будет приходиться 31% мирового потребления нефтепродуктов. Спрос на нефть будет возрастать темпом 4,5% в год благодаря широкому использованию в качестве нефтехимического сырья, что компенсирует несколько меньшие темпы роста спроса на бензин (1,8%).

Суммарное мировое потребление дистиллатных топлив (дизельное и реактивное

топливо) будет возрастать на 2,8% в год. На их долю будет приходиться 44% мирового потребления нефтепродуктов. Высокие темпы прироста потребления дистиллатных топлив объясняются большой долей их потребления на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона, европейских стран.

Котельные топлива, включая бункерный мазут, будут пользоваться относительно небольшим спросом – рост потребления ожидается на уровне 0,5% в год. Что касается других нефтепродуктов – смазочных масел, парафинов, битума, кокса и др., то мировой спрос на них в период до 2010 г. будет расти темпом 1,1% в год.

В течение прогнозируемого периода будет увеличиваться коэффициент использования мощностей, т.к. рост спроса будет несколько опережать рост производства. Эта тенденция особенно ярко будет выражена в западноевропейских странах.

Основные торговые потоки нефтепродуктов в западном и восточном полушариях земного шара мало изменятся по сравнению с нынешними. Западноевропейские страны будут импортировать нефть, дизельное топливо, газойль и котельное топливо из ближневосточных стран, России и республик бывш. СССР, а также из стран Карибского бассейна. Ближневосточные страны будут обеспечивать автобензином, дизельным топливом и реактивным топливом, мазутом страны Юго-Восточной Азии; возрастут потоки нефтепродуктов из Южной Кореи в Китай. Между США и странами Азиатско-Тихоокеанского региона сохранятся встречные потоки отдельных нефтепродуктов. Возрастет поток нефтепродуктов из Венесуэлы и Мексики в США, сохранятся потоки нефтепродуктов из Венесуэлы в другие страны южноамериканского континента. Американские НПЗ, расположенные на калифорнийском побережье США, поставляют нефтепродукты на тихоокеанское побережье Южной Америки.

Однако в перспективе расширится общий структурный дефицит, рост спроса в ряде регионов будет опережать рост производства нефтепродуктов.

Инвестиции в нефтеперерабатывающую промышленность мира, как уже отмечалось, будут направляться на создание новых и совершенствование действующих мощностей с учетом растущих требований по охране окружающей среды. В этой связи НПЗ во многих странах приобретут более благоприятную конфигурацию для удовлетворения спроса в продукции более высокого качества. При этом производство бензина будет намного более сбалансировано с потребностями рынка, чем дизельное и реактивное топливо.

Безусловно преобладающим станет экологический фактор. Новые спецификации на нефтепродукты вызовут наиболее заметные изменения в структуре технологических процессов мировой нефтепереработки. Достаточно долго будет чувствоваться разница в требованиях к качеству топлив в развитых и развивающихся странах, что, конечно, уменьшит конкурентоспособность НПЗ развивающихся стран, поставляющих нефтепродукты в развитые страны. Но это приведет к интенсификации процессов совершенствования и развития нефтепереработки в азиатских странах. Чтобы сохранить конкурентоспособность своей продукции, придется проводить модернизацию заводов в России, странах СНГ и Восточной Европы, обладающих избыточными мощностями по переработке нефти.

Эксперты считают, что все перечисленные тенденции приведут в конечном счете к умеренному повышению норм прибыли, но здесь прогнозы весьма противоречивы, т.к. признается факт заметной волатильности (изменчивости) цен на нефтепродукты.

Согласно более поздним прогнозам, рост мирового потребления автобензина и реактивного топлива будет соответственно на уровне 2,6% и 0,4%, дизельного топлива – 3,8%, а спрос на котельно-печное топливо снизится на 5% [259].

В США большинство автомобилей эксплуатируются на бензине, однако потребление бензина хоть и возрастет, но по темпам роста будет отставать от роста спроса на дизельное топливо. В Европе и Японии имеются избыточные мощности по производству бензина и нехватает мощностей по производству дизельного топлива, темпы роста спроса на которое заметно обгоняют темпы роста спроса на бензин. В США, западноевропейских странах,

Японии рост спроса в целом на нефтепродукты невысокий (0,5–1,0% в год).

В развивающихся странах, прежде всего в Китае и Индии, выход огромного числа потребителей топлив для автотранспортных средств на рынок с целью их приобретения станет главным фактором роста мирового спроса на нефтепродукты. Этот рост будет самым большим (4–5% в год), поэтому именно развивающиеся и, особенно, многонаселенные страны обеспечат в перспективе наибольший прирост спроса на нефтепродукты в мире.

Большинство экспертов сходятся во мнении, что серьезную проблему для будущего развития мировой нефтепереработки представит ухудшение качества поставляемой на НПЗ нефти. Действительно, в структуре поставляемых нефтепереработке нефтей увеличивается доля нефтей с повышенным содержанием серы и тяжелых металлов, а также более тяжелых нефтей. Однако объективности ради следует отметить, что эти изменения в последние 10 лет не столь уж велики. По расчетам специалиста компании Canoil Inc. (г. Калгари, пров. Альберта, Канада) Д. Лифтшульца доля малосернистых нефтей снизилась с 28% до 27%, среднесернистых сохранилась на уровне 52%, а высокосернистых возросла с 20% до 21% [260]. Тем не менее опасения экспертов не напрасны, поскольку в перспективе основной прирост поставок планируется из региона Ближнего Востока, где большинство добываемых нефтей – сернистые и высокосернистые. Кроме того, в перспективе в составе добываемых нефтей увеличится доля т.н. нетрадиционных нефтей (нефтей из битуминозных песчаников Канады, тяжелых нефтей «Ориноко» из Венесуэлы). Безусловно, изменение состава потребляемых нефтей потребует серьезных структурных изменений в технологическом оснащении мировой нефтепереработки.

Но еще более значимой проблемой будущего развития мировой нефтепереработки станет дальнейшее ужесточение требований к качеству нефтепродуктов по экологическим соображениям. Процесс перехода на экологически безвредные моторные топлива почти завершен в индустриально развитых странах, хотя и здесь намечены значительные ужесточения (табл. 4.21).

Таблица 4.21
Спецификации на транспортное топливо (бензин) в индустриально развитых странах [259]

Регионы	Нормативы					
	Содержание серы, ppm	Давление паров, КПа	Олефины, % об.	Бензол, % об.	Ароматика, % об.	Кислород, % масс.
США	30 (2006)	48 (2005)	10	1 (2005)	20 (2005)	2,7
в т.ч. Калифорния	15 (2002)	48 (2005)	4 (2005)	0,7 (2005)	35 (2003)	2,7
Канада	80 (2005)	72,3 (2001)		1 (1999)		
Европа						
Евро-4	50 (2005)	60–70 (2005)	18 (2005)	1 (2005)	35 (2006)	2,7
Евро-5	10 (2009)	60 (2009)				
Япония	30–50 (2005)	72 (2001)	33 (2005)	1 (1999)	47 (2004)	1,3
Австралия	150 (2005)	69 (2005)	18 (2005)	1 (2006)	42 (2005)	1,0

Не менее жесткие ограничения вводятся в перспективе на дизельное топливо. В США в 2006 г. содержание серы должно достигнуть 15 ppm, а в 2010 г. – 10 ppm. По нормам Евро-4 (2005) содержание серы в дизельном топливе – 50 ppm, Евро-5 – 10 ppm; в Канаде (2006) – 15 ppm, Японии (2006) – 10 ppm, Южной Кореи (2006) – 50 ppm.

Для переработки нефтей с ухудшающимися свойствами и для соблюдения условий новых спецификаций на транспортные топлива потребуются новые производственные мощности и инновационные решения.

Намечается модернизация таких традиционных процессов, как каталитический крекинг и каталитический риформинг (введение систем соответственно двухступенчатого и непрерывного регенерирования катализатора, новых вариантов процессов). Возрастут мощности процессов гидроочистки, осуществляемых по-разному в зависимости от поставленных задач (очистка исходного сырья, промежуточных и конечных продуктов); особенно активно будет осуществляться строительство установок гидрокрекинга – наиболее жесткого процесса гидрооблагораживания, дающего наибольший выход дизельного и

реактивного топлива с улучшенными экологическими характеристиками. В связи с ухудшением качества исходной нефти возрастут мощности процессов деасфальтизации, замедленного коксования.

Наиболее вероятными адресами новых мощностей ожидаются Саудовская Аравия, Ирак, Венесуэла, Китай, США, страны АТР.

Одним из направлений улучшения качества и экологической безопасности моторных топлив является использование для их производства не нефтяного, а возобновляемых видов сырья. К таким видам топлива относятся биодизельные топлива [261]. Биодизельное топливо получают из растительных масел и животных жиров путем трансэтерификации (соединения с метанолом или этанолом). Биодизельное топливо обычно смешивают с нефтяным дизельным топливом (добавка до 20%). Благодаря отсутствию в биодизельном топливе серы и высокому цетановому числу удается получить дизельное топливо с характеристиками, превосходящими требования Евро-4. С целью стимулирования производства биодизельного топлива в США предложено 1%-е снижение налога на топливо в течение 3 лет за каждый процент добавленного биодизельного компонента. В Германии освобождают производителей биодизельного топлива от акцизного сбора. Во Франции предлагается снижение налога на 0,35 евро/л для дизельного топлива в 20%-й добавкой биодизельного топлива.

Во многих странах мира стали применять для смешения вместо МТБЭ этиловый спирт, получаемый путем ферментации сырья растительного происхождения. В США этанол постепенно заменяет МТБЭ в качестве компонента автобензина. В странах ЕС рекомендовано использовать этанол для добавки к автобензину (2005 г. – 2% от используемого бензина, 2010 г. – 5,75%, 2020 г. – 15–20%).

В перспективе возрастет влияние мировой нефтеперерабатывающей промышленности на развитие нефтехимической промышленности. Уже сейчас нефтепереработка является основным поставщиком ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов); значительную часть пропилена получают на НПЗ. Учитывая то обстоятельство, что соотношение спроса на базовые нефтехимические продукты (этилен и пропилен) все больше сдвигается в сторону пропилена, НПЗ в перспективе могут не только увеличить поставки прямогонного бензина (нафты) для пиролиза с целью совместного получения этилена и пропилена, но и добиться увеличения ресурсов пропилена. Большинство экспертов считают (и это подтверждается практикой), что тенденция интеграции нефтепереработки и нефтехимии будет углубляться, и что производство нефтехимического сырья и нефтехимикатов на НПЗ будет все более прибыльным делом для нефтепереработчиков.

Резюмируя перспективы развития мировой нефтеперерабатывающей промышленности на период до 2010 г., можно сформулировать несколько выводов:

- развитие мощностей по переработке нефти будет продолжаться; качество нефти, перерабатываемой на новых НПЗ, будет ухудшаться; автомобильные топлива будут и впредь все больше и больше сдвигаться в сторону дистиллятов;
- производство сырья для нефтехимической промышленности и нефтехимических продуктов становится прибыльным делом для нефтепереработчиков;
- прибыльность нефтепереработки сохранится на нынешнем уровне до тех пор, пока производственные мощности и мировое потребление нефтепродуктов будут сбалансированы;
- существующие мощности по переработке нефти вполне достаточны для покрытия мирового спроса на автомобильные топлива, но эти мощности не всегда размещены там, где это необходимо. Основными рынками для нефтепродуктов являются Китай, США и Юго-Восточная Азия. Избыточные мощности имеются в Западной Европе и Японии; нефтеперерабатывающие и нефтехимические компании при планировании своей деятельности должны учитывать параметры Киотского протокола;
- возрастут требования к качеству моторных топлив с точки зрения их экологической безопасности и это коснется как экологически чистых нефтяных топлив, так и

альтернативных видов топлив (биодизельных топлив, синтетических жидких топлив из природного газа, сжиженных газов и т.п.).

4.2. Развитие нефтеперерабатывающей промышленности Северной Америки

4.2.1. Нефтеперерабатывающая промышленность США

Нефть занимает 40% в топливно-энергетическом балансе США. За счет собственной добычи удовлетворяется 42% суммарного потребления нефти. Практически вся потребляемая нефть используется для нужд нефтепереработки, а также для пополнения стратегических запасов. По объемам потребления нефти США являются бесспорными мировыми лидерами (937 млн т в 2004 г., что составляет почти 25% мирового потребления нефти).

Спрос на нефть в США постоянно рос, причем насыщение спроса происходило за счет возрастания объема импортируемой нефти. Также неуклонно рос объем переработки нефти. Американская нефтепереработка является крупнейшей в мире. В настоящее время доля американских мощностей по нефтепереработке составляет 20% от мировых, и хотя за последние 30 лет эта доля несколько снизилась, тем не менее, по абсолютным показателям американская нефтепереработка существенно превосходит аналогичную отрасль в любой стране. Некоторые сводные данные об американской нефтеперерабатывающей промышленности приведены в табл.4.22.

Таблица 4.22

Некоторые характеристики американской нефтеперерабатывающей промышленности в период 1970–2002 гг.
[224–232, 234, 283, 264]

Наименование показателей	Годы															
	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Мощности нефтеперерабатывающих заводов (на конец года), млн т	623,3	730,6	954,5	751,9	781,2	766,8	772,5	785,3	807,8	827,0	826,9	828,2	831,2	837,9	852,1	856,3
Объем переработки нефти, млн т	535,6	613,1	664,2	592,5	680,5	698,8	709,8	733,0	741,8	740,3	754,0	756,4	746,4	765,2	774,0	760,0
Степень использования мощностей, %	85,9	83,9	69,6	78,8	87,1	91,1	91,9	93,3	91,8	89,5	91,2	91,3	89,8	91,3	90,8	88,8
Число НПЗ (единиц)	253	256	303	189	182	169	163	163	161	154	154	143	133	133	132	131
Средняя мощность НПЗ, млн т	2,46	2,85	3,15	3,98	4,13	4,13	4,74	4,82	5,02	5,37	5,44	5,79	6,25	6,30	6,45	6,54
Доля американских мощностей среди мировых, %	29,7	26,4	29,7	20,2	20,6	19,9	19,8	19,7	20,1	20,4	20,4	20,2	20,3	20,1	20,1	20,1
Выпуск, млн т																
автобензина	244,7	279,5	279,5	275,6	322,6	327,1	331,8	339,1	335,1	348,5	350,1	361,5	342,4	359,5		
дизельного и печного топлива	123,9	153,9	134,7	135,6	143,9	158,9	168,1	171,5	172,0	171,7	180,9	187,8	181,7	188,4		
реактивного топлива	38,9	40,9	47,1	55,9	56,9	67,2	72,5	73,3	69,7	73,6	76,5	73,3	65,9	70,1		
керосина	12,2	7,1	6,4	4,4	н.д.	2,5	3,0	3,2	3,7	3,5	4,1	н.д.	н.д.	н.д.		
мазута	38,9	68,1	87,4	48,6	49,6	46,3	43,2	42,1	45,0	43,3	43,1	41,8	31,3	39,4		
смазочных масел	9,5	8,0	9,3	7,9	н.д.	9,1	9,2	9,5	9,4	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	9,0		

н.д. – нет данных

Анализ ряда обобщающих показателей развития американской переработки нефти почти за 30-летний период говорит о том, что эта отрасль пережила период как экстенсивного, так и интенсивного развития, о чем свидетельствует динамика показателей мощности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), степени их использования, числа НПЗ и

их средней мощности.

Рекордно высокого уровня мощности по нефтепереработке в США достигли в 1980 г. (885 млн.т/год). Росту мощностей НПЗ в 70-е годы способствовало поощрение со стороны федерального законодательства, предоставившего льготы при строительстве и эксплуатации небольших НПЗ. Однако на этот период приходятся показатели степени загрузки мощностей, едва достигающие 70%. В 80-е годы степень загрузки мощностей была на уровне 75–80%, в 90-е – 90–93%, а в 2005 г. составила около 89%.

Заметными тенденциями развития американской нефтеперерабатывающей промышленности в 90-е годы явились сокращение числа НПЗ и рост их средней мощности, что связано в основном с закрытием относительно небольших заводов с неудовлетворительными технико-экономическими и экологическими характеристиками. К 2000 г. мощность 154 действующих американских НПЗ достигла 827 млн т/год, а средняя мощность НПЗ составила 5,37 млн т/год. На американских НПЗ, начиная с середины 90-х годов, поддерживается высокий уровень коэффициента использования мощностей (порядка 92–93%). В 2002 г. число НПЗ в США снизилось до 133, а средняя мощность одного НПЗ возросла до 6,25 млн т/год [232]. Доля американских НПЗ в суммарных мировых мощностях за 30 лет снизилась примерно с 30% до 20%, однако заметного снижения в последние 5 лет не наблюдалось. С 1992 г. по 1997 г. общие производственные мощности американских НПЗ практически не претерпели изменений, хотя за этот период по различным причинам было закрыто еще около 30 НПЗ, большинство из которых составили малые предприятия. В период 2000–2002 гг. при практической стабилизации величины суммарной мощности НПЗ США их число сократилось на 21 единицу. Не последнюю роль в этом процессе играло набирающее в США силу движение в защиту окружающей среды, поддержанное на законодательном уровне американским Конгрессом. До сегодняшнего дня свобода действий владельцев НПЗ существенно ограничена такими законодательными актами, как законы «О всеобщей ответственности и компенсации ущерба в отношении окружающей среды» и «О чистом воздухе», а также рядом поправок к последнему.

Либерализация рынка продуктов переработки поставила американские НПЗ в довольно жесткие условия, в которых выживали только те из них, кто имел высокие показатели производительности и низкие – эксплуатационных издержек. Уже к 1998 г. средний объем суточной загрузки предприятий увеличился до 92%. В 1999 г. он снова немного упал, составив 91,8%, что было связано с вводом в строй новых производственных мощностей, объем которых за период с 1997 по 1999 г вырос на 42 млн т/год. Последнее стало возможным благодаря накоплению нефтяными компаниями финансовых ресурсов, полученных в результате реструктуризации, которая была проведена в отрасли в предыдущие годы. В структуре выпуска нефтепродуктов заметно выделяется производство автобензина.

Процесс вывода из эксплуатации небольших и неконкурентоспособных НПЗ в США все время идет. В 2005 г. компания Valero Energy Corp. присоединила завод компании Coastal Corp., образовав одно предприятие. Общее число НПЗ США составило 131, а средняя мощность НПЗ возросла до 6,5 млн т/год [234].

Развитие американской нефтепереработки на протяжении всей ее истории диктовалось, в основном, спросом на нефтепродукты. По масштабам спроса на нефтепродукты американская экономика далеко превосходит любую из стран мира. Динамика потребления нефтепродуктов в США и их доли в мировом потреблении приведены в табл.4.23.

Сопоставление данных табл. 4.22 и 4.23 свидетельствует о том, что доля американской нефтепереработки в мировых мощностях находится на уровне 20%, а доля потребления нефтепродуктов в мировом потреблении – на уровне 25%. Американская нефтепереработка отличается более высокой степенью глубины использования нефти, чем аналогичная отрасль в любой другой стране. Об этом же говорят данные о структуре потребления основных нефтепродуктов в США и в целом по миру (табл.4.24).

Таблица 4.23

Динамика потребления основных нефтепродуктов в США [6]

Наименование показателей	Годы															
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Потребление нефтепродуктов, млн т																
Автобензин	329,5	324,2	331,2	335,5	339,3	345,5	352,6	358,4	369,4	375,3	380,5	393,9	393,4	398,0	405,0	404,0
Средние дистиллаты	230,5	225,3	228,9	234,7	246,3	248,6	259,4	266,5	268,6	276,0	284,1	286,1	286,8	294,3	304,4	305,7
Котельное топливо	67,2	63,0	59,4	58,3	55,1	45,8	45,7	42,7	47,7	44,7	49,1	33,0	34,3	38,1	39,8	41,1
Прочие нефтепродукты	154,6	153,1	162,7	160,8	169,1	167,8	178,8	180,4	178,1	192,9	183,7	208,5	208,6	205,5	210,0	203,9
Всего	781,8	765,6	782,2	789,3	809,8	807,7	836,5	848,0	863,8	888,9	897,4	921,5	923,1	935,9	959,2	954,7
Доля США в суммарном мировом потреблении*, %	25,2	24,5	25,2	25,3	25,5	25,2	25,5	26,5	26,8	27,0	26,9	27,2	26,9	26,8	26,6	25,0

* исключая бывш. СССР

Таблица 4.24

Сопоставление структуры потребления нефтепродуктов в США и в мире в 1990–2005 гг. (%) [6, 266, 267]

Наименование показателей	США					Мир*				
	1990 г.	1995 г.	1998 г.	2002 г.	2005 г.	1990 г.	1995 г.	1998 г.	2002 г.	2005 г.
Доля потребления отдельных нефтепродуктов в общем потреблении, %:										
Автобензин	42,1	42,1	43,1	46,6	46,0	28,8	28,6	28,8	32,0	30,7
Средние дистиллаты	29,5	31,1	31,1	29,0	30,0	34,4	36,7	36,6	35,8	35,9
Котельное топливо	8,6	5,4	5,1	3,2	4,4	19,7	19,0	16,7	12,0	12,3

* исключая бывш. СССР

В США доля потребления автобензина существенно выше, а котельного топлива ниже среднемировых показателей. Для обеспечения столь специфичной структуры потребления нефтепродуктов в США сформировалась своеобразная структура нефтепереработки.

Ряд других показателей нефтеперерабатывающей промышленности США в период 1998–2005 гг. приведен в табл. 4.25.

Таблица 4.25

Импорт, экспорт и запасы нефтепродуктов в США, млн т [6]

Показатели	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2002 г.	2005 г.
Импорт нефтепродуктов	56,8	60,7	62,4	111,0	166,0
Экспорт нефтепродуктов	41,4	40,7	48,9	42,0	52,2
Складские запасы нефтепродуктов на конец года	75,8	62,4	61,4	63,2	н.д.

В последние годы существенным фактором изменения структуры нефтепереработки, наряду со складывающимся спросом на нефтепродукты, стали проблемы экологии, а именно, ужесточение требований к качеству нефтепродуктов и к содержанию вредных примесей в выбросах и стоках нефтеперерабатывающих заводов.

Ниже проанализировано изменение структуры мощностей нефтепереработки США в период 1993–2005 гг. (табл. 4.26).

В период 1993–2005 гг. темпы прироста по отдельным процессам были следующие: ароматизация и изомеризация – 4,4% в год, вакуумная перегонка – 1,3%, каталитический гидрокрекинг – 1,2%, каталитическая гидроочистка – 2,6%, каталитический крекинг – 0,8%. Суммарные мощности по переработке нефти в этот период увеличились на 1,2% в год.

Американская нефтепереработка является наиболее сложной из всех аналогичных отраслей в мире. Если в структуре мировых мощностей на начало 2006 г. доля процессов каталитического крекинга составляла 16,8%, каталитического риформинга 13,3%,

каталитического гидрокрекинга 5,5%, алкилирования и полимеризации 2,5% или в сумме 38,1% от мощностей по прямой перегонке, то аналогичные показатели для нефтепереработки США составили соответственно 33,1; 20,5; 8,5; 7,1 или в сумме 69,2% от мощностей по прямой перегонке. Соответственно, мощности по гидроочистке составляют 50,3% и 77,0% [232]. Отношение мощностей всех вторичных процессов переработки нефти в США к суммарным мощностям по первичной переработке возросло со 143% в 2000 г. до 167% в 2005 г. [267].

Таблица 4.26

Динамика технологической структуры американской нефтепереработки в период 1993–2006 гг. (мощности в млн т на начало года) [224–234]

№№	Наименование показателей	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2006 г.
1	Прямая перегонка	757,0	765,9	767,7	771,6	724,9	821,1	827,1	826,9	831,2	856,3
2	Вакуумная перегонка	330,1	335,9	339,5	345,4	352,3	371,2	368,8	373,4	367,4	379,2
3	Термические операции	98,1	101,2	98,4	100,6	99,9	109,4	108,0	112,7	114,4	118,7
4	Каталитический крекинг	271,5	276,8	274,8	269,4	281,0	281,8	290,0	291,1	295,2	285,2
5	Каталитический риформинг	156,9	156,6	155,5	156,5	152,7	153,6	151,3	152,7	150,7	175,4
6	Каталитический гидрокрекинг	64,4	64,7	69,5	70,2	69,7	77,3	73,9	75,0	76,7	72,9
7	Каталитическое гидрооблагораживание	88,7	97,4	93,8	85,2	82,8	84,1	88,9	}542,8	}562,4	}659,1
8	Каталитическая гидроочистка	407,5	416,2	409,9	426,3	440,9	447,3	448,0			
9	Алкилирование и полимеризация	48,5	44,8	50,7	50,3	51,2	51,2	50,3	53,9	53,6	60,5
10	Ароматизация и изомеризация	33,5	37,8	39,4	40,1	42,4	43,7	43,8	43,6	44,6	54,0
11	Производство масел	9,9	9,2	10,8	11,3	11,0	10,3	8,98	8,80	8,37	10,1
12	Производство битума	35,1	34,3	34,7	33,8	34,2	31,2	26,2	25,4	24,5	24,3
13	Производство кокса	28,4	27,7	29,2	29,4	32,8	35,1	36,1	44,5	41,6	48,4
14	Производство оксигенатов	н.д.	3,15	н.д.	6,27	6,29	6,15	6,40	5,9	5,2	4,5

Процессы 1–8 – мощности даны по перерабатываемому сырью; 9–14 – по выпускаемой продукции.

Расхождение в данных по мощностям прямой перегонки в табл. 17 и 20 объясняется разными данными указанных источников.

Американские НПЗ имеют самый высокий индекс сложности и комплексности процессов (индекс Нельсона). Этот индекс для американской переработки возрос с 7,94 в 1985 г. до 8,87 в 1992 г. и 9,5 в 1995 г. и сохранился на уровне 10,0 в 2005 г. Для сравнения в 1999 г индекс Нельсона в целом по миру составлял 5,9, а в 2005 г. немного превысил 6,0.

Анализ динамики структуры нефтепереработки свидетельствует о суммарном росте четырех облагораживающих процессов (каталитического крекинга, риформинга, гидрокрекинга, алкилирования), а также каталитической гидроочистки. Положительная динамика этих процессов в значительной степени обусловлена требованиями по охране окружающей среды.

С 1981 г., когда коэффициент использования мощностей в нефтеперерабатывающей промышленности США составлял 69%, вплоть до середины 90-х годов американские нефтепереработчики были озабочены наличием избыточных мощностей. Однако, начиная с 1996 г., степень загрузки мощностей НПЗ в США стала расти. Это произошло вследствие того, что непрерывно рос спрос на нефтепродукты, из-за малой прибыльности и дорогостоящих мер по охране окружающей среды многие мелкие НПЗ были выведены из эксплуатации. По оценке экспертов эта тенденция сохранится и в будущем.

Последний НПЗ в США был построен в 1976 г. Все последующие годы на нефтеперерабатывающих заводах США проходила модернизация, включающая в свой состав как расширение мощностей, так и техническое совершенствование производства в соответствии с требованиями по охране окружающей среды и с использованием новейших

технологических разработок. Однако до последнего времени эти расширения отставали от растущего потребления нефтепродуктов. В частности, прирост мощностей в конце 80-х и в 90-е годы составлял чуть более 1% в год, в то время как спрос рос более высокими темпами. Отрицательную роль сыграли необыкновенные сильные ураганы, пронесшиеся в 2005 г. над штатами Техас и Луизиана, где сосредоточена основная масса НПЗ США.

Несмотря на то, что жесткие требования относительно защиты окружающей среды не способствуют в настоящее время строительству в США новых нефтеперерабатывающих заводов, независимые эксперты сходятся во мнении, что в среднесрочной и долгосрочной перспективе общий объем американских нефтеперерабатывающих мощностей будет последовательно увеличиваться. И происходит это, в первую очередь, благодаря модернизации уже имеющихся НПЗ.

В последнее время объем работ по модернизации НПЗ возрос. Согласно данным, регулярно публикуемым журналом *Oil and Gas Journal*, в США в период 2005–2007 гг. запланированы, проходят стадию инжиниринга или находятся в стадии строительства 74 проекта модернизации на 47 заводах [245]. Больше половины проектов так или иначе связаны с гидроочисткой и десульфуризацией сырьевых, промежуточных и конечных продуктов переработки. Намечено 11 проектов расширения установок по производству водорода, 7 проектов модернизации установок гидрокрекинга, 5 проектов – модернизация установок каталитического крекинга, 4 – расширение мощностей по прямой перегонке нефти, а также несколько проектов модернизации установок риформинга, замедленного коксования, алкилирования и изомеризации.

Процесс модернизации американских НПЗ наглядно продемонстрировал, что ставка на развитие мощностей по переработке менее качественной, по сравнению со стандартными сортами, нефти с финансовой точки зрения абсолютно оправдана. Это стало особенно очевидно, когда заметно возросла разница в цене между высококачественными и низкокачественными сортами «черного золота». Аналогичным образом НПЗ, расширившие номенклатуру выпускаемой продукции (в первую очередь, за счет легких нефтепродуктов), выиграли по сравнению с заводами, продолжавшими производить «стандартный набор» продуктов нефтепереработки.

Тем не менее на рассмотрении в Конгрессе США находится законопроект, предусматривающий облегчение процедуры получения разрешения на сооружение новых нефтеперерабатывающих мощностей. Пока нет разрешения на строительство нового НПЗ в г. Феникс, а также на предложения компаний *Kuweit Petroleum* (Кувейт), *Petroleo Brasileiro* (Бразилия) по строительству новых НПЗ в США, а также компаний *Saudi Aramco* (Саудовская Аравия) и *Motiva Enterprises* (США) по удвоению мощностей своих НПЗ на побережье Мексиканского залива [245].

Американские нефтяные компании (в состав которых включены нефтеперерабатывающие заводы и сбыт нефтепродуктов) неизменно входят в число крупнейших нефтепереработчиков мира. В 2000 г. из 25 крупнейших нефтегазовых компаний мира американские занимали 7 мест (1-е – *Exxon Mobil Corp.*, 12-е – *Chevron Corp.*, 13-е – *Texaco Inc.*, 14-е – *Tosco Corp.*, 20-е – *Marathon Ashland Petroleum LLC*, 22-е – *Conoco Inc.*, 24-е – *Sunoco Inc.* В 2002 г. в число компаний, имеющих наибольшие мощности по переработке нефти, вошли 6 американских, в т.ч. *Exxon Mobil Corp.* (1-е место), *Conoco Phillips Co.* (6-е место), *Chevron Texaco* (8-е место), *Valery Energy* (13-е место), *Marathon Ashland Petroleum* (20-е место), *Sunoco* (23-е место). При этом следует отметить, что в эти двадцать пять компаний (кроме частных, каковыми являются все упомянутые американские компании) были включены государственные (Саудовской Аравии, Китая, Венесуэлы, Мексики, Бразилии, Ирана, Кувейта, Италии, Тайваня).

В число самых крупных НПЗ мира вошли 2 НПЗ фирмы *Exxon Mobil Corp.* в Бэйтауне (шт. Техас) – 25,3 млн.т/год и Батон-Руже – 24,2 млн.т/год, два завода компании *BP pic* в Тексас-сити (шт. Техас) – 21,9 млн.т/год и в Уайтинге (шт. Индиана) – 20,5 млн.т/год, а также компании *Citgo Petroleum Corp.* в Лейк-Чарлзе (шт. Луизиана) – 22,0 млн т/год.

В 2005 г. из 25 самых крупных нефтяных компаний, имеющих нефтеперерабатывающие мощности, было 5 американских, в т.ч. Exxon Mobil Corp. (1-е место), Valero Energy Corp. (5-е), Conoco Phillips (8-е), Chevron Texaco Corp. (11-е), и Sunoco Corp. (23-е).

В последнее время в США стала заметно увеличиваться средняя мощность НПЗ: за 30 лет она возросла в 2,6 раза: с 2,5 до 6,5 млн т/год. Мелкие заводы закрывались как по экономическим (нерентабельные), так и по экологическим (несоответствие требованиям к качеству нефтепродуктов) соображениям.

В США в 1998 г. было 161 завод. При этом 23 компании, владеющие 89 НПЗ, имели среднюю мощность установок 7,75 млн т/год. Суммарная мощность крупных компаний составила 689,9 млн.т из общих 821,1 млн т, или 84%. Остальные компании владели мощностями всего 131,2 млн т/год (средняя мощность 1,9 млн т/год). Разница в структуре технологических процессов крупных и мелких нефтеперерабатывающих компаний США в 1998 г. показана в табл. 4.27. В 1998 г. число НПЗ, имеющих мощность свыше 10 млн т/год в США составляло 27, их суммарная мощность достигала 371,1 млн т/год, или 46,7% всех нефтеперерабатывающих мощностей страны; средняя мощность составляла 13,75 млн т, а индекс комплексности (сложности) – 12. Заводов, средняя мощность которых находилась в интервале 5–10 млн т/год, было 34, их суммарная мощность составляла 237,4 млн т/год (29,9% от суммарных), средняя мощность – 7,0 млн т/год, индекс комплексности (сложности) – 10,3. Предприятий, мощность которых была меньше 5 млн т/год было 100, суммарная мощность – 186,5 млн т/год (23,4% суммарных), средняя мощность – 1,9 млн.т/год, индекс комплексности (сложности) – 8,0 [229].

Таблица 4.27

Удельный вес отдельных процессов нефтепереработки США в 1998 г. на крупных и мелких НПЗ [229]

Наименование показателей	Крупные НПЗ		Мелкие НПЗ	
	мощность, млнт	% к прямой перегонке	мощность, млнт	% к прямой перегонке
Прямая перегонка	689,9	–	131,2	–
Каталитический крекинг	237,5	34,4	33,5	25,5
Каталитический риформинг	153,9	22,3	25,1	19,1
Каталитический гидрокрекинг	69,1	10,0	5,2	4,0
Алкилирование	47,9	6,9	7,2	5,5
Коксование	89,2	12,9	12,8	9,8

В 2005 г. в США было 32 НПЗ мощностью 20 млн т/год и выше суммарной мощностью 422,2 млн т/год и 31 НПЗ мощностью 5 млн т/год и выше суммарной мощностью 223,3 млн т/год. Доля средних и крупных НПЗ (свыше 5,0 млн т/год) в США составляет 75,4%.

Можно констатировать, что основные процессы, улучшающие качество нефтепродуктов, а именно, каталитический крекинг, риформинг, гидрокрекинг, алкилирование, коксование, сосредоточены на крупных заводах. Именно здесь стали осуществляться мероприятия по улучшению качества нефтепродуктов и оздоровлению экологической ситуации в местах дислокации заводов.

Суммарная мощность указанных углубляющих процессов на крупных НПЗ США составила на 1.1.1999 г. 86,5%, на мелких – 63,9%. Мощность установок по гидроочистке и гидрооблагораживанию на крупных предприятиях составила 228,3 млн т/год, или 27,8% от мощностей по первичной переработке, на мелких – 33,5 млн т/год, или 25,5%. В 2005 г. доля мощностей углубляющих процессов на НПЗ стала еще выше.

В 2002 г. из 133 американских НПЗ 95 были крупными. Их доля в общей численности американских НПЗ составляла 71,4%, а в суммарных мощностях по переработке нефти – 91% [229]. В 2005 г. из 131 американских НПЗ 95 были мощностью свыше 2,5 млн т/год. Их доля в общей численности заводов составляла 72,5%, а в суммарной мощности – 88,5% [234].

Американские НПЗ условно можно разделить на три основных типа:

- 1) базирующиеся на установках каталитического крекинга и каталитического риформинга в совокупности с гидроочисткой нефти, дизельного и реактивного топлива,

алкилированием и изомеризацией;

- 2) НПЗ с более углубленной схемой переработки, где наряду с каталитическим крекингом, каталитическим риформингом, гидроочисткой бензиновых и среднестиллатных фракций представлены установки алкилирования, изомеризации и замедленного коксования;
- 3) НПЗ нового поколения, где наряду с установками каталитического крекинга, каталитического риформинга, гидроочистки, алкилирования, изомеризации, коксования остатков имеются гидрокрекинг, производство оксигенатов.

Наряду с названными процессами на НПЗ США широко представлены различные процессы гидроочистки (в кипящем, стационарном, движущемся слоях), а также деасфальтизации.

Еще одна важная тенденция последних лет в нефтеперерабатывающей промышленности США – создание совместных предприятий с иностранными нефтедобывающими корпорациями. До сих пор основными партнерами американских нефтепереработчиков остаются представители нефтяной промышленности Венесуэлы. В частности государственная нефтяная компания *Petroleos de Venezuela (PdVSA)* в течение 80–90-х годов сделала ряд крупных приобретений, создав совместные предприятия с такими корпорациями, как *Mobil*, *Unocal*, *Citgo*, *Coastal Corporation*. Впрочем, этот процесс идет в обратном направлении – так, американская *Phillips Petroleum* планирует построить в Венесуэле НПЗ мощностью 2,9 млн т/год для переработки местной нефти тяжелых сортов в легкие нефтепродукты.

Помимо венесуэльской компании, совладельцами американских НПЗ являются саудовская *Saudi Aramco* (в 1988 г. она создала с компанией *Техасо* совместное предприятие *Star Enterprise*, владеющее на территории США тремя НПЗ и сетью АЗС), мексиканская *PEMEX* и норвежская *Statoil*. В дополнение к долгосрочным соглашениям по обеспечению сырой нефтью, компании-поставщики зачастую вкладывают собственные средства в модернизацию нефтеперерабатывающих предприятий, находящихся в зоне их влияния. Особенно охотно это делается в случае репрофилирования производств для выпуска более легких нефтепродуктов.

1996 г. стал годом создания крупнейших совместных предприятий в американском нефтеперерабатывающем секторе. В январе 1998 г. на рынке США появилась компания *Equilon Enterprises L.L.C.*, а в мае того же года – *Motiva Enterprises L.L.C.* В их создании приняли участие такие гиганты индустрии, как *Техасо*, *Star Enterprise* и *Shell Oil*. Одобрение сделок проходило не совсем гладко, и на основании антимонопольного законодательства американская Федеральная комиссия по торговле обязала компанию *Техасо* продать 60 АЗС в Южной Калифорнии и на Гавайях, а *Shell Oil* – отказаться от собственности на компанию *Anacortes*, владеющую нефтеперерабатывающим заводом мощностью 5,4 млн т/год в окрестностях Вашингтона.

Equilon Enterprises L.L.C. сегодня действует на Западе и Среднем Западе США, владеет семью НПЗ, сетью из 9 тыс. АЗС в 32 штатах и контролирует мощности по переработке 42,3 млн т/год нефти. Компании *Motiva Enterprises LLC* принадлежат четыре НПЗ на восточном побережье США и в районе Мексиканского залива, сеть из 14 тыс. АЗС в 32 штатах и мощности по переработке 41 млн т/год нефти. К концу 1999 г. выяснилось, что стратегия, примененная *Техасо*, *Star Enterprises* и *Shell* полностью себя оправдала – эксплуатационные издержки альянса за два года работы сократились на 800 млн долларов.

Французская компания *Total* имеет в г. Порт-Артур (шт. Техас) НПЗ мощностью 12 млн т/год со сложной конфигурацией.

Привлечение иностранных нефтяных компаний в нефтеперерабатывающий сектор рассматривается сегодня американскими корпорациями как основной фактор, гарантирующий устойчивые поставки сырой нефти на внутренний рынок США. Нетрудно заметить, что совместные предприятия создаются именно с теми компаниями, которые обеспечивают значительную долю импортных поставок сырой нефти в Америку. В

ближайшее время вполне вероятно активное включение в этот процесс нефтяной компании из Мексики.

В последнее время активность на рынке США стала проявлять российская компания ЛУКОЙЛ, которая приобрела часть активов компании Getty Oil, ряд бензоколонок.

Нефтеперерабатывающая промышленность США размещена неравномерно по территории. Нефтеперерабатывающие заводы имеются в большинстве штатов, но наибольшая концентрация мощностей характерна для 4-х штатов: Техаса и Луизианы на юге страны, Калифорнии – на западном побережье и в Иллинойсе – районе промышленного Востока. Данные о доле этих штатов в территориальной структуре нефтеперерабатывающей промышленности США приведены в табл. 4.28.

Таблица 4.28

Некоторые характеристики территориальной структуры нефтеперерабатывающей промышленности США [231].

Штаты	Доля в суммарных мощностях, %						
	Прямая перегонка	Каталит. крекинг	Риформинг	Гидро-крекинг	Гидро-очистка	Алкилирование	Производство МТБЭ
Калифорния	12	12	12	29	15	20	14
Иллинойс	6	6	5	4	6	8	1
Луизиана	17	17	9	13	14	15	22
Техас	26	30	20	27	32	28	28
Итого	61	65	46	73	67	71	85

В 2003 г. мощности НПЗ в штате Техас составили 237,8 млн т/год, штате Луизиана – 144,4 млн т/год, штате Калифорния – 97,2 млн т/год, штате Иллинойс – 44,8 млн т/год. Суммарная доля этих четырех штатов составила 61,2% всех мощностей американских НПЗ, в т.ч. штата Техас – 44,6%.

Если мощности каталитического риформинга распределены относительно равномерно по территории страны, то мощности по основным процессам переработки не менее чем на две трети расположены в указанных четырех штатах, а по производству оксигенатов – 85 %. При этом следует отметить высокую долю наиболее современного процесса каталитического гидрокрекинга в шт. Калифорния, где сосредоточены наиболее новые (по срокам ввода) НПЗ США.

Проблема улучшения качества нефтепродуктов в нефтеперерабатывающей промышленности США в последние годы приобрела решающее значение и во многом определила объемы и структуру инвестиций в эту отрасль.

При формировании программы по оздоровлению экологической ситуации в урбанизированных районах США путем производства экологически более безопасных нефтепродуктов и уменьшения загрязнения от деятельности НПЗ предполагалось, что в 90-х гг., по оценке Администрации США, необходимо было вложить инвестиций в сумме 70–100 млрд долл, которые должны распределиться между нефтепереработчиками и автомобилестроителями. При этом инвестиции в производство и продажу моторных топлив улучшенного качества (реформулированный и оксигенированный бензины, малосернистое дизельное топливо) должны были составить 24 млрд долл., а на мероприятия по сокращению выбросов НПЗ – 10–12 млрд долл. По другим оценкам (Американского института нефти, фирмы Kellogg), капиталовложения в программу производства реформулированных бензинов в течение 90-х годов должны были составить соответственно 15–23 млрд долл и 30 млрд долл. Только в штате Калифорния инвестиции в модернизацию НПЗ с целью производства реформулированного бензина оценивались в 3–6 млрд долл.

Суммарные капиталовложения в реализацию программы производства реформулированных бензинов в период 1990–1994 гг. (первый этап программы) составили 14 млрд долл, а в целом на улучшение экологии – 27 млрд долл.

Для реализации второго этапа программы производства реформулированных бензинов потребовались не меньшие средства.

О масштабности вложений в новые технологии и реконструкцию действующих

производств с целью соответствия требованиям по охране окружающей среды можно судить, анализируя перечень новостроек в нефтепереработке США [262, 268, 269, 234].

Нефтеперерабатывающая промышленность США развивалась в последнее десятилетие под влиянием следующих факторов: ухудшение качества перерабатываемой нефти (применение более тяжелой и сернистой нефти); сдвиг в производстве нефтепродуктов в сторону моторных топлив, в первую очередь, автобензина, и нефтехимического сырья; постепенное выбытие мелких низкорентабельных НПЗ; ужесточение требований к охране окружающей среды. Последний фактор явился, пожалуй, наиболее существенным и оказал заметное влияние на тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности страны.

Производство и потребление нефтепродуктов в США в последние годы подвергались существенному государственному вмешательству. Первоначально государственное регулирование касалось цен на нефтепродукты, прежде всего на автобензин.

В 1970 г. был принят Закон о чистом воздухе; в 1974 г. – ряд законодательных актов об энергетической политике; в 1977 г. – поправки к Закону о чистом воздухе. В 1981 г. предприняты государственные меры по отпуску цен на нефть и автобензин и был отменен контроль за распределением бензина. Позднее, в 1986 г. был принят закон о консервации национальных запасов и о добыче нефти, регулирующий цены на нефть. Начиная с 90-х гг., регулирование стало касаться вопросов качества моторных топлив. В 1989 г. было введено регулирование показателей летучести паров автобензина (1 фаза). В 1990 г. были приняты весьма существенные поправки к Закону о чистом воздухе. В 1992 г. была реализована вторая фаза регулирования показателя летучести паров автобензина. В 1994–1995 гг. в соответствии с поправками к Закону о чистом воздухе были разработаны новые стандарты на моторные топлива и начала осуществляться первая фаза производства и использования реформулированного бензина. С 1996 г. в США полностью запрещено применение этилированного бензина. В 2000 г. была реализована вторая фаза производства и использования реформулированного бензина, а в 2004 г. вступила в силу более жесткая система стандартов автомобильного топлива.

Настоятельная необходимость принятия поправок к Закону о чистом воздухе возникла в связи с резким ухудшением окружающей среды в отдельных районах США, прежде всего в урбанизированных центрах (Нью-Йорке, Чикаго, Филадельфии, Балтиморе, Хартфорде, Милуоки, Хьюстоне, Сан-Франциско, Лос-Анжелесе, Сан-Диего и др.).

Из различных вариантов улучшения экологических характеристик автобензинов в США пошли по пути производства реформулированных бензинов. Ориентация на реформулированный бензин и его применение в ряде районов с напряженной экологической обстановкой является стратегической линией американских нефтепереработчиков.

Программа производства и применения реформулированных бензинов предусматривала два этапа: первый – внедрение так называемой простой формулы реформулированного бензина – должен быть реализован к 1995 г.; с 1995 г. девять урбанизированных регионов США стали применять реформулированный бензин; второй – внедрение сложной формулы реформулированного бензина – к концу 1997 г. Позднее эта дата была пролонгирована до конца 1999 г. Согласно программе первого этапа выбросы летучих и токсических компонентов должны быть снижены на 15% по сравнению с уровнем 1990 г., а выбросы NO_x не должны превысить уровень 1990 г. Согласно программе второго этапа выбросы NO_x должны быть снижены еще примерно на 7% по сравнению с уровнем 1990 г. Кроме этого была разработана двухэтапная программа производства и применения реформулированного бензина в штате Калифорния: первый этап – программа CARB-I¹ – должен быть реализован в начале 1995 г., второй – более жесткая программа CARB-II – к 2000 г. Повторим, что разработка и реализация этих программ предусмотрена для урбанизированных регионов с тяжелой экологической обстановкой; в других же регионах может использоваться традиционный неэтилированный высокооктановый бензин.

¹ CARB – California Air Resources Board

Степень ужесточения качественных характеристик автобензина проявляется как в увеличении числа регулируемых параметров, так и в их значениях. В частности, если обычный бензин регулируется по четырем параметрам, то реформулированный бензин (вторая фаза) – по восьми параметрам, таким как: доли ароматических углеводородов, кислорода, олефинов, бензола, серы в составе бензина, а также давление насыщенных паров по Рейду и степень выкипания в интервале до 100 и 180°C.

Первой реакцией нефтепереработчиков США на нормативные характеристики реформулированных бензинов было: многие НПЗ не выдержат бремени затрат и прекратят свое существование. Было высказано предположение, что многие НПЗ «уплывут» за рубеж, где требования к экологии не столь жесткие и США окажутся в большей зависимости от импорта нефтепродуктов.

Однако постепенно нефтепереработка США приспособилась к новым требованиям к качеству нефтепродуктов, хотя это ей стоило многомиллиардных затрат. В особенно тяжелом положении оказались мелкие НПЗ, хотя им были сделаны поблажки: смягчены нормативы, установлены налоговые «каникулы» на 2 года. Как показали ранее приведенные данные, число НПЗ в последние годы сильно сократилось, и в основном это произошло за счет мелких НПЗ.

Несмотря на трудности, проблема производства и использования реформулированных бензинов в США решается. В настоящее время свыше 30% всего выпускаемого в США бензина – это реформулированный бензин. Постепенно был реализован второй этап – введение сложной формулы бензина.

Основными компонентами автомобильного бензина в США являются бензины каталитического крекинга, риформаты, алкилаты, изомеризаты, прямогонные бензиновые фракции, бутан, кислородсодержащие добавки.

Наиболее массовый компонент – бензин каталитического крекинга – имеет высокое октановое число, приемлемый показатель давления паров, но характеризуется повышенным содержанием олефинов и ароматики.

Риформат (продукт каталитического риформинга) отличается высоким октановым числом, но имеет повышенное содержание бензола, который нежелателен для реформулированного бензина. Предпочтительнее использовать легкие фракции продуктов риформинга.

Прямогонные бензиновые фракции, применяемые при смешении, имеют низкое октановое число, поэтому их присутствие в составе реформулированных бензинов нежелательно.

Изомеризат имеет высокое октановое число, низкое содержание бензола, иначе говоря его характеристики исключительно благоприятны для реформулированных бензинов.

Алкилат имеет пониженное содержание олефинов, обеспечивает низкое давление насыщенных паров бензина, что также весьма ценно для получения реформатированного бензина.

Из кислородсодержащих соединений наибольшее распространение получил МТБЭ (метилтретбутиловый эфир) – высокооктановый компонент, снижающий содержание ароматических углеводородов, но увеличивающий содержание в нем кислорода.

Бутан – высокооктановый компонент, но его использование увеличивает давление насыщенных паров, поэтому присутствие бутана в реформулированных бензинах нежелательно. К тому же высвобождаемый бутан может быть использован как дополнительный ресурс газомоторных топлив, нефтехимическое сырье и т.п.

Наибольшей остротой отличается проблема производства и применения реформулированного бензина в штате Калифорния, где требования к качеству бензина более высокие, а к выбросам – более жесткие, чем для реформулированных бензинов в других штатах США. Последний тезис подтверждается путем сравнения стандартов по выбросам ($\text{мг}/\text{м}^3$):

Выбросы	Требования федеральной программы	Требования калифорнийской программы
СО	1500	1500
NO _x	257	211
Твердые частицы	150	50
Озон	240	180

Согласно калифорнийской программе, перевод НПЗ на выпуск реформулированных бензинов осуществлен в 1996 г. По оценкам экспертов, на перевооружение 13 калифорнийских НПЗ было затрачено 5 млрд долл. Оставшиеся заводы участвуют в рамках инвестиционной программы реконструкции стоимостью в 1 млрд. долл. Реконструированы заводы фирм ARCO, Chevron, Exxon, Shell, Tosco в районе Сан-Франциско, фирм Kern Oil и Техасо в районе Сан-Хоакина.

Громадные капиталовложения в реконструкцию привели к увеличению издержек на 5–15 центов/галлон и, следовательно, росту цен на автобензин. Для смягчения ценовых шоков программа CARB-II проводилась постепенно, сначала на НПЗ, затем на объектах инфраструктуры потребления бензина (терминалы, хранилища, заправочные станции). Для малых НПЗ требования к качеству автобензина были смягчены, а срок реализации программы сдвинут на два года.

НПЗ Калифорнии не в состоянии полностью обеспечить потребности штата в реформулированном бензине, поэтому часть его приходится ввозить. Что касается такого компонента реформулированного бензина, как МТБЭ, то его ввозят из других штатов или импортируют из других стран.

В последнее время в США разгорелась острая дискуссия о целесообразности добавок оксигенатов (кислородсодержащих соединений), прежде всего метилтретичнобутилового эфира (МТБЭ), к автобензину. Обнаружили, что МТБЭ попадает из хранилищ бензина в грунтовые воды.

Специальная экспертная комиссия, выявившая случаи попадания МТБЭ в грунтовые воды, рекомендовала постепенно отказываться от МТБЭ, заменяя его другими кислородсодержащими соединениями, в частности этанолом. На основании рекомендаций экспертной комиссии Агентство по охране окружающей среды рекомендовало сначала снижение, а затем и полный запрет использования МТБЭ по всей стране.

Однако намерения запретить МТБЭ вызвали серьезные возражения. Прежде всего указывалось, что попадание МТБЭ связано с плохой организацией работы бензохранилищ и именно из-за этого происходят утечки МТБЭ.

Предложение о замене МТБЭ другими кислородсодержащими добавками, такими как этанол, ТАМЭ и др., также вызвали ряд замечаний.

Представители нефтеперерабатывающей промышленности считают, что отказ от использования МТБЭ заставит применять в больших объемах алкилаты, олефины и ароматику, что приведет к увеличению эмиссии вредных веществ. Немаловажным фактором считают нефтепереработчики тот, что при отказе от МТБЭ и использовании альтернативных источников повышения октановых чисел бензина резко возрастут затраты на бензин и, следовательно, его продажная цена. Они также считают, что не гарантировано проникновение в грунтовые воды заменителей МТБЭ.

По признанию представителя энергетической комиссии штата Калифорния проблема загрязнения грунтовых вод МТБЭ явно переоценена (оценена в 1,5 млрд долл. убытков, фактически убытки составили 200 млн долл., в то время как замена МТБЭ этанолом потребовала издержек в размере 1,6 млрд долл. при планируемых 400 млн долл. [274]. Более того, Калифорния начала реагировать на экономические последствия замены МТБЭ на этанол. Исследование, проведенное Калифорнийским советом по чистоте атмосферного воздуха, показало, что проникающие воздействия этанолсодержащих больше, чем у топлив, содержащих МТБЭ. Проблема отказа от МТБЭ в Калифорнии отягощается еще и тем, что издержки производства бензина в этом штате наиболее высокие и малейший сбой в работе 16 НПЗ штата может привести к повышению цен на бензин.

Растущие затраты и судебные тяжбы по поводу замены МТБЭ этанолом превратили производство автобензина – самого массового нефтепродукта в США – в рискованный и дорогостоящий бизнес. Тем не менее американские нефтепереработчики вынуждены менять свои планы компаундирования бензина для включения этанола в систему производства реформулированных бензинов. Калифорнийский совет по охране воздушного бассейна (CARB) и производители применяют меньше этанола, чем производители бензина на восточном побережье США из-за ограничений давления насыщенных паров (табл. 4.29).

Таблица 4.29

Варианты компаундирования реформулированных бензинов с применением этанола и МТБЭ [270]

Компоненты	Калифорния		Восточное побережье	
	Бензин с МТБЭ	Бензин с этанолом	Бензин с МТБЭ	Бензин с этанолом
Бензин каталитического крекинга	39	34	20	14
Бензин каталитического риформинга	17	20	23	25
Алкилат	17	23	22	25
Прямогонный бензин	–	8*	8	19
Малосернистый осадок	15	9	15	7
МТБЭ	12	–	12	–
Этанол	–	6	–	10

* рафинат

Производственные мощности по выпуску этанола в США составляли в 2005 г. 4 млрд галл./год (около 11 млн т/год), при этом в качестве присадки к бензинам использовалось порядка 6 млн т. Согласно прогнозам спрос на этанол в США составит в 2010 г. порядка 26 млн т, в т.ч. в качестве присадки к бензинам примерно 20 млн т. Уже сейчас имеются проекты увеличения производства этанола, часть из которых находятся в стадии строительства, остальные – в стадии инжиниринга, либо рассмотрения в вышестоящих инстанциях. Если намеченные проекты будут реализованы, то в 2010 г. мощности по выпуску этанола в США составят 24–26 млн т/год. По оценке экспертов прогнозируемая цена этанола (при налоге 51 ц/галл.) составит в 2010 г. 1,9–2,0 долл./галл., или 0,5–0,6 долл./л [271].

Дискуссию также вызывало требование к снижению содержания серы в бензине с уровня 338 ppm к 2004 г. до среднего значения 90 ppm (верхнее – 300 ppm, нижнее – 30 ppm) к 2004 г., до 30 ppm к 2008 г. Агентство по охране окружающей среды оценивает затраты для достижения стандартов по содержанию серы не ниже 2 ц/галл.; нефтепереработчики считают, что это будет стоить не меньше 5 ц/галл.

Автомобилестроители поддерживают установление жестких требований к содержанию серы, считая, что сера является наиболее вредной примесью в бензине.

Нефтепереработчики полагают, что они сравнительно легко справятся с задачей снижения содержания серы в экологически уязвимых регионах до 150 ppm (в среднем) и до 300 ppm (максимум), но для этого потребуется времени на 2 года больше, чем установлено Агентством по охране окружающей среды. Наиболее сложной задачей для нефтеперерабатывающей промышленности является достижение среднего значения содержания серы 30 ppm (максимального – 80 ppm). По их мнению деятельность по борьбе с серой в составе бензинов потребует значительных капиталовложений именно в то время, когда на НПЗ осуществляются мероприятия в соответствии с второй фазой производства реформулированного бензина. Такая программа не могла быть осуществлена 1 января 2005 г., как того требовало Агентство по охране окружающей среды, а на 2–3 года позже.

Нефтеперерабатывающая промышленность мира, и в первую очередь США, находится на переломном этапе, направленном на получение самых чистых топлив за всю историю ее существования. В США осуществляется около 60 проектов, связанных с обессериванием с целью получения сверхмалосернистых (Ultra-Low-sulfur) дизельного топлива (ULSD) и автобензина (ULSG). Нефтеперерабатывающие компании США намерены вложить в производство экологически чистых топлив 9–10 млрд долл. [272]. Независимо от уже

достигнутого прогресса нерешенными пока остаются проблемы производства, снабжения и распределения экологически чистых топлив. Следует отметить, что производство экологически чистых моторных топлив в США является национальной инициативой. Вообще нефтепереработчики признали, что улучшение экологии является основополагающим принципом взаимоотношений между потребителями и нефтеперерабатывающей промышленностью.

Сверхмалосернистый бензин (ULSG) – это бензин с содержанием серы в интервале 30–80 ppm. В США и Канаде производство ULSG уже началось. Достижение минимального содержания серы (30 ppm) в бензине (иногда его называют «бутик-бензин») в регионах мегаполисов (исключая Калифорнию) началось в 2006 г., в Калифорнии также в 2006 г., в Канаде должно начаться в 2007 г., а в странах ЕС – в 2009 г. (при содержании серы 10 ppm) [273].

Сверхмалосернистое топливо (ULSD) – это дизельное топливо, которое на территории США (кроме Калифорнии) в 2006 г. должно содержать серы в топливе, предназначенном для автотранспортных средств, 15 ppm, а для топлива, предназначенного для локомотивов и внедорожной техники – 500 ppm, в 2007 г. – со снижением до 15 ppm с 2010 г.

Следует отметить, что в США для каждого района нефтяного стратегического управления (PADD – Petroleum Administration for Defense District)¹ существует своя система квот по содержанию серы в моторном топливе.

Цены на американские нефтепродукты складываются из стоимости сырой нефти, издержек производства, торговых издержек и налогов. Основной составляющей цены попрежнему остается стоимость сырой нефти. По прогнозу департамента информации Министерства энергетики США (EIA), выполненному в 2003 г. прогноз цен на основные нефтепродукты, предполагалось, что рыночные цены в перспективе останутся достаточно устойчивыми, ожидаются изменения в соотношениях стоимости переработки и величины налогов (табл. 4.30) [274].

Таблица 4.30

Прогноз структуры цен основных нефтепродуктов в США*

Цена нефтепродуктов и ее структура	Бензин		Дизельное топливо		Топливный мазут		Авиационное топливо	
	2001 г.	2025 г.	2001 г.	2025 г.	2001 г.	2025 г.	2001 г.	2025 г.
Всего (ц./галл.)	145	152	140	148	126	130	85	93
В т.ч. (%)								
Сырая нефть	35,9	42,1	36,6	43,2	41,3	49,2	61,2	68,8
Издержки производства	25,5	26,3	19,7	22,3	19,0	18,5	30,6	26,9
Налоги	29,0	21,7	32,4	23,7	–	–	8,2	4,3
Торговые издержки	9,6	9,9	11,3	10,8	39,7	32,3	–	–

* В реальных ценах 2001 г.

Рост стоимости переработки, включающей издержки производства и прибыль, при изготовлении автомобильного бензина и дизельного топлива оценивался в 2–6 ц. на галл. (1 ам. галл. = 3,785 л). Основными причинами такого роста считали увеличение потребностей в указанных нефтепродуктах и необходимость осуществления инвестиций для приведения продукции НПЗ в соответствие с новыми федеральными требованиями – для низкосернистого бензина в период 2004–2007 гг. и ультранизкосернистого дизельного топлива в 2006–2010 гг. Согласно того же прогноза, стоимость топливного мазута и авиационного топлива уменьшится в прогнозный период на 1–2 ц. на галл.

Предполагая сохранение действующего налогового законодательства, Федеральная налоговая служба считала, что в течение всего прогнозируемого периода сохранится номинальный уровень налогообложения, сложившийся в 2001 г. В реальных ценах 2001 г. к 2025 г. ожидается уменьшение налогов в следующем размере (ц. на галл.): для бензина – 8, дизельного топлива – 11, авиационного топлива – 2.

¹ В США территория разделена на пять таких районов с целью статистического наблюдения за обеспечением жидким топливом.

В период 2000–2005 гг. в связи с ростом цен на нефть, в США подскочили цены на автобензин и дизельное топливо. В частности, цена автобензина На АЗС выросла более чем в 2 раза и составила (на конец 2005 г.) около 0,8 долл./л (при оптовой цене 0,5 долл./л). Выросла доходность на НПЗ (с примерно 1 долл./барр. до 3–4 долл./барр.). По мнению экспертов консалтинговой компании FACTS из-за сохранения высокого уровня цен на нефть прибыльность в нефтеперерабатывающей промышленности США сохранится в ближайшие 5–10 лет на достаточно высоком уровне. Этому будет способствовать: высокий спрос на нефтепродукты, отсутствие строительства новых НПЗ, ограничения на рост заработной платы персонала, жесткие экологические стандарты, препятствующие импорту бензина (за исключением импорта из европейских стран).

В заключение параграфа отметим, что в настоящее время и сравнительно недалеком будущем стратегической линией в производстве наиболее массового нефтепродукта США (автобензина) является получение реформулированного бензина. Агентство по охране окружающей среды рекомендовало сократить применение МТБЭ в реформулированном бензине, а в шт. Калифорния этот продукт должен быть выведен из состава автобензина. С 2003 г. нефтепереработчики начали бороться с потерей октановых чисел при вытеснении МТБЭ с помощью увеличения мощности процессов алкилирования, изомеризации, ужесточения параметров каталитического риформинга, снижения содержания в бензине прямогонных фракций, замены МТБЭ этанолом и т.п. В дальнейшем возможен рост применения на автотранспорте сжиженных природного и нефтяного газов, электромобилей, а в более отдаленной перспективе – электрохимических генераторов, водорода. Вопрос о лучшем альтернативном топливе открыт.

4.2.2. Нефтеперерабатывающая промышленность Канады и Мексики

Канадский нефтяной комплекс тесно связан с американским. Значительная часть добываемой в Канаде нефти и производимых нефтепродуктов экспортируются в США.

Нефтеперерабатывающая промышленность Канады за последнее время активизировалась, а именно, мощности снижались, объемы переработки и степень использования мощностей росли (табл.4.31). В 2005 г. степень использования мощностей НПЗ в Канаде приблизилась к критической (98,6%).

Таблица 4.31

Показатели развития нефтеперерабатывающей промышленности Канады [6]

Показатели	Ед.изм.	1986	1990	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2005
Мощность	млн т/год	104,0	94,0	94,0	95,4	92,4	92,6	92,6	93,6	93,0	93,0	95,9	96,2	96,4
Объем перерабатываемой нефти	млн т/год	69,0	80,0	77,5	78,0	75,9	79,5	84,8	85,2	86,0	88,5	90,6	90,9	95,1
Степень использования мощностей	%	66,3	85,1	82,4	83,5	82,1	85,8	91,6	91,0	92,5	95,2	94,5	94,5	98,6

Основная часть мощностей по переработке сосредоточена в восточной части страны. Часть получаемых здесь нефтепродуктов по продуктопроводу Trans Mountain транспортируется из Эдмонта (пров. Альберта) на тихоокеанское побережье. Технологическая структура нефтеперерабатывающей промышленности Канады в последние годы изменилась незначительно (табл.4.32). Наблюдается некоторое увеличение средней мощности канадских НПЗ, а также значительный рост мощностей по производству масел и битума.

Канадская нефтеперерабатывающая промышленность характеризуется высокой степенью глубины переработки (доля углубляющих процессов в 1999 г. составила 72,6%, облагораживающих – 42,2%, что делает ее близкой к американской). Близок к американскому и индекс сложности, или комплексности нефтеперерабатывающей промышленности Канады – 8,53. За период 1995–2005 гг. при среднегодовом темпе роста объемов переработки на 2,0%, гидрокрекинг вырос на 1,6%, каталитический крекинг – на 1,8% [224, 230, 232–234]. Это привело к увеличению степени загрузки мощностей.

Таблица 4.32

Изменение мощностей технологических процессов переработки нефти в Канаде в 1993–2005 гг. [млн т/год]
[224–234]

	Мощности, млн т/год на 1.01.									
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2005
Прямая перегонка	94,0	95,4	92,4	92,6	92,6	93,6	95,6	95,3	99,2	100,8
Число НПЗ (единиц)	25	25	23	22	22	22	22	21	21	21
Средняя мощность НПЗ	3,8	3,8	4,0	4,2	4,2	4,25	4,34	4,54	4,72	4,80
Вакуумная перегонка	33,3	32,9	31,1	31,1	31,3	31,3	31,1	31,5	33,2	33,9
Термические процессы	8,3	8,3	8,3	8,3	8,8	8,8	8,8	8,8	8,9	9,3
Каталитический крекинг	20,4	20,8	19,8	20,0	20,5	20,7	21,3	21,6	25,7	24,8
Каталитический риформинг	15,4	15,6	14,9	14,9	15,0	15,0	14,6	15,0	15,0	16,4
Каталитический гидрокрекинг	10,9	11,3	11,2	11,3	11,3	13,2	13,3	13,4	13,6	13,1
Каталитическая гидрооблагораживание	3,2	1,4	1,4	1,9	3,2	1,8	3,5	} 40,7	} 38,7	} 49,0
Каталитическая гидроочистка	37,0	40,1	38,0	38,4	38,5	39,0	36,9			
Алкилирование и полимеризация/димеризация	4,2	3,8	3,5	3,2	2,9	3,4	3,6	3,4	3,9	4,5
Изомеризация/ароматизация	4,2	4,0	4,2	4,4	4,4	4,9	5,4	5,4	5,7	6,2
Производство масел*	0,9	0,9	0,8	2,1	1,2	1,2	1,1	1,4	1,1	1,1
Производство кокса (тыс.т/сут)	0,76	0,74	0,58	0,54	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	2,3
Производство битума*	6,3	4,4	4,4	7,0	7,1	7,1	6,8	6,5	5,4	4,3
Производство серы* (тыс. т/сут)	н.д.**	н.д.	н.д.	0,23	0,7	0,8	0,9	0,4	0,5	1,5
Производство оксигенатов*	н.д.	0,25	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,04
Производство водорода	0,3	0,3	0,4	н.д.	н.д.	0,5	0,4	0,4	0,4	н.д.

* Мощности по выпуску конечной продукции
н.д. – нет данных

Структура потребления нефтепродуктов в Канаде отличается от американской за счет большего удельного веса дизельных и котельных топлив. По расчетам экспертов, спрос на нефтепродукты в Канаде на период до 2010 г. будет расти на 1,3% в год. Однако имеются мнения, что темп роста потребления нефтепродуктов, по крайней мере до 2002 г., не превысит 0,4% в год.

Данные о масштабах производства и потребления нефтепродуктов в Канаде приведены в табл. 4.33.

Таблица 4.33

Объемы производства и потребления нефтепродуктов в Канаде в 1998–2005 г. (млн т.) [6]

Показатели	1998 г.		1999 г.		2000 г.		2005 г.	
	Производство	Потребление	Производство	Потребление	Производство	Потребление	Производство	Потребление
Автобензин	28,9	27,9	30,4	28,5	31,4	28,6	33,8	н.д.
Керосин	1,7	0,4	1,6	0,4	1,6	0,4	1,5	н.д.
Реактивное топливо	4,3	4,4	4,4	4,7	4,1	4,9	4,2	н.д.
Дизельное и печное топливо	25,4	22,3	26,7	23,2	28,2	24,4	30,8	н.д.
Мазут	7,2	7,2	6,4	6,2	6,5	6,4	7,0	н.д.
Сырье для химии	3,8	3,6	3,7	3,5	3,8	3,3	н.д.	н.д.
Сжиженные газы	2,3	6,8	1,9	7,8	1,8	9,3	н.д.	н.д.
Прочие нефтепродукты	16,9	7,0	16,2	7,3	16,1	7,1	н.д.	н.д.

н.д. – нет данных

В 2000 г. суммарный экспорт нефтепродуктов из Канады составил 14,7 млн т., а импорт 8,2 млн т. Складские запасы нефтепродуктов в Канаде в 2000 г. были на уровне 7,9 млн т. В 2002 г. экспорт нефтепродуктов составил 25 млн т, а импорт – 8 млн т [232], а в 2005 г. импорт достиг 26,7 млн т, а экспорт – 13,2 млн т [6].

Среди новостроек последнего времени в канадской нефтеперерабатывающей промышленности следует отметить: установку гидрокрекинга мощностью 0,5 млн. т/год на

заводе компании North Atlantic Refining Ltd. в Ньюфаундленде и установку гидродепарафинизации на заводе компании PetroCanada Lubricants в Миссисауга, пров. Онтарио.

Среди строящихся объектов, пуск которых был намечен на период 2003–2004 гг., следует отметить расширение установки каталитического крекинга компании Petro Canada в г. Эдмонтоне, пров. Альберта; установку замедленного коксования компании Suncor Energy Inc. в Форт-Мак-Мюррей, пров. Альберта мощностью 6 млн т/год; установку гидроочистки бензина мощностью 21,05 млн т/год на заводе компании Shell Canada в г. Монреаль, пров. Квебек; аналогичную установку этой же компании в г. Сарния, пров. Онтарио [265].

В период 2005–2010 гг. намечено осуществить в Канаде реконструкцию, расширение и новое строительство установок по переработке нефти. Намечено 25 проектов на 16 НПЗ. Основное направление реконструкции – установки гидроочистки, гидрокрекинга, замедленного коксования.

Канадский и американский нефтяной комплекс тесно связаны между собой. Когда Американское агентство по защите окружающей среды провозгласило требования к качеству моторных топлив, многие канадские нефтяные фирмы стали искать пути удовлетворения этих требований. Поэтому часть канадских НПЗ выпускают реформулированный бензин, иначе говоря, они действуют в русле стратегии, разработанной их более могущественным соседом по континенту.

На мероприятия по улучшению качества моторных топлив и другую природоохранную деятельность нефтепереработчики Канады израсходовали, по оценкам экспертов, от 1 до 3 млрд долл.

Столь значительные капиталовложения были израсходованы, несмотря на то, что, во-первых, состояние окружающей среды в Канаде, особенно в урбанизированных районах, не столь драматично, как в США; во-вторых, дополнительные затраты на природоохранные мероприятия для канадских нефтепереработчиков более чувствительны, т.к. они имеют менее совершенную и гибкую переработку, чем в США; в-третьих, канадские нефтепереработчики испытывают постоянный ценовой пресс конкурентов из США.

Канадское правительство ввело в 2000 г. норматив содержания серы в автобензине на уровне 150 ppm (в 1998 г. было 1000 ppm), к 2005 г. намечено снизить этот показатель до 30 ppm, а к 2008 г. – до 15 ppm. Канадские нефтепереработчики согласились с нормативом в 150 ppm, хотя и считали, что для достижения такого уровня серы в бензине потребуется увеличить затраты, что для некоторых НПЗ окажется непосильной ношей. Теперь они возражают против норматива 30 ppm, считая его завышенным. Тем не менее в 2008 г. содержание серы в автобензине должно быть не выше 15 ppm.

Наиболее масштабным и самым крупным в истории канадской нефтеперерабатывающей промышленности является проект модернизации завода компании Irving Oil Ltd. в г. Сент-Джон, провинция Новый Брансуик. Нынешняя мощность НПЗ – 12 млн т/год. На модернизацию завода было израсходовано 1 млрд канадских долл. с тем, чтобы удовлетворить растущие экологические требования и выпускать в 2002–2004 гг. бензин с содержанием серы 150 ppm и 2005 г. – 30 ppm, а также малосернистое дизельное топливо зимних сортов. Кроме этого целью проекта модернизации было увеличение гибкости технологических процессов, реализация возможности переработки более тяжелых и менее качественных нефтей, а также общий рост эффективности производства. Суть модернизации в строительстве новых установок прямой перегонки, каталитического крекинга и алкилирования; пяти установок, предназначенных для улучшения экологической ситуации на заводе и повышения качества нефтепродуктов (скрубберы для топливных газов, регенерация серной кислоты, очистки хвостовых газов от серы, аминовой экстракции серы и отпарки кислых стоков). Кроме этого серьезно улучшена энергетическая и вспомогательная части предприятия, т.е. его производственная и транспортная инфраструктура. В работах [275, 276] приведены данные об интеграции нововведений в схему действующего предприятия.

Нефтяной комплекс **Мексики** практически находится под полным контролем государственной нефтяной компании Petroleos Mexicanos. Компания контролирует нефтяные запасы страны (разведанные запасы на конец 2002 г. составили 1,8 млрд т); осуществляет добычу нефти, достигшую в 2002 г. 178,4 млн т; экспорт нефти, составивший 71,0 млн т; переработку нефти, достигшую в 2002 г. 69,4 млн т; производство собственных (53 млн т в 2002 г.) и импорт (8 млн т в 2002 г.) нефтепродуктов. В 2005 г. доказанные запасы нефти в Мексике составляли 1,9 млрд т, добыча – 187,1 млн т, объем переработки нефти в Мексике достиг 70,7 млн т.

Мощности по переработке нефти в Мексике составили на 1.1.2000 г. 76,3 млн т, степень использования мощностей в 1999 г. была около 95%, средняя мощность НПЗ 12,7 млн.т/год [230]. Переработка нефти в Мексике имеет достаточно высокую степень сложности – коэффициент Нельсона достиг к 2000 г. 6,74, что выше среднемирового уровня. В 2002 г. 6 мексиканских НПЗ имели суммарную мощность 84,2 млн т [232], в 2005 г. уровень мощностей сохранился на этом уровне.

Нефть перерабатывается на 6-и заводах в гг. Кадерейта (мощность 11,8 млн т/год), Сьюдад Мадеро (9,8 млн т/год), Минатитлан (10,0 млн т/год), Саламанка (12,2 млн т/год), Санта Круз (16,5 млн т/год), Тула Идальго (16,0 млн т/год).

На 1.1.2006 г. мощности установок каталитического крекинга составили 18,8 млн т/год, каталитического риформинга – 14,2 млн т/год, каталитического гидрокрекинга – 0,9 млн т/год, алкилирования – 0,6 млн т/год [232, 234].

Мексика является членом североамериканского экономического союза NAFTA, поэтому одной из причин необходимости серьезной модернизации нефтеперерабатывающей промышленности страны стало ужесточение требований к качеству нефтепродуктов и адаптация к расширяющимся поставкам на НПЗ тяжелой сернистой нефти с месторождения Майя. Поскольку Мексика является импортером продукции, ей не пришлось, как Канаде, следовать в фарватере американской стратегии и ориентироваться на выпуск реформулированного бензина. Мексиканская нефтяная компания разработала программу модернизации нефтеперерабатывающей промышленности страны, главным направлением которой стало стремление выпускать высокооктановый неэтилированный бензин и малосернистое дизельное топливо. С этой целью ключевыми элементами программы стали планы совершенствования действующих и нового строительства установок коксования, гидрообессеривания газойля, каталитического крекинга, изомеризации бутана, алкилирования, производства МТБЭ [277]. Для выбора компаний, реализующих проекты модернизации мексиканских НПЗ, был проведен конкурс [278]. В настоящее время на НПЗ в г. Кадерейта осуществляется строительство установок замедленного коксования мощностью 2,7 млн т/год и производства МТБЭ мощностью 100 тыс.т/год; на заводе в Сьюдад Мадеро строятся 2 установки изомеризации мощностью 0,6 и 0,13 млн т/год и замедленного коксования, а также проводятся инженеринговые работы по проекту установки каталитического крекинга мощностью 1,5 млн т/год и гидроочистки мощностью 2,0 млн т/год; на заводе в г. Минатитлан пока заморожено строительство установок замедленного коксования и каталитического крекинга; также заморожено строительство установки каталитического крекинга мощностью 2,5 млн т/год на заводе в г. Саламанка, в стадии инженеринга находится проект установки изомеризации мощностью 0,21 млн т/год; на заводе в г. Санта Круз строится установка каталитического крекинга мощностью 1,4 млн т/год и выполняются инженеринговые работы по установкам изомеризации мощностью 0,35 млн т/год и производства третичноамилового эфира (ТАМЭ) мощностью 75 тыс.т/год; на НПЗ в г. Тула Идальго строятся установки каталитического крекинга мощностью 2,25 млн т/год и изомеризации мощностью 0,18 млн т/год [252, 269]. Реализация программы модернизации НПЗ приблизит нефтеперерабатывающую промышленность Мексики по степени технической оснащенности и качественным характеристикам нефтепродуктов к уровню соседей по континенту (США и Канаде).

4.3. Европейская линия развития нефтеперерабатывающей промышленности

Мощности по переработке нефти и средние мощности НПЗ в Западной Европе в 90-е годы были относительно стабильными (табл.4.34).

Таблица 4.34

Нефтеперерабатывающая промышленность Западной Европы [224–234]

Показатели	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2002 г.	2005 г.
Мощности НПЗ, млн т/год	683,2	711,2	710,5	706,0	715,6	728,6	721,7	723,6	729,1	748,6
Доля в мировых мощностях по переработке нефти, %	18,3	18,4	18,1	18,6	17,9	18,1	17,7	17,8	17,8	17,6
Число НПЗ, ед.	116	115	113	112	109	110	108	105	105	103
Средняя мощность НПЗ, млн т/год	5,89	6,18	6,29	6,30	6,56	6,62	6,68	6,80	6,94	7,27

Из европейских стран – крупных переработчиков нефти – только Великобритания полностью удовлетворяет спрос на нефть собственных НПЗ. Италия за счет собственной нефти обеспечивает только 5% спроса своих нефтезаводов, Германия – 3%, а Франция – 1,5%.

Число НПЗ в Западной Европе непрерывно уменьшалось: если в 1980 г. их было 141, в 1992 г. – 116, то к 2003 г. их осталось 105, а в 2005 г. – 103. Закрывались (из-за нерентабельности, несоответствия требованиям экологии) небольшие, технически отсталые, расположенные поблизости от жилых массивов НПЗ. Средняя мощность западноевропейских НПЗ в последние годы непрерывно, хотя и незначительно росла и составила на начало 2006 г. 7,27 млн т (для сравнения: в среднем по миру 6,43 млн т) [230]. Ни одного западноевропейского НПЗ нет в списке 15 самых крупных в мире НПЗ. Но в перечень 50 НПЗ мира, имеющих мощность 15 млн. т/год и выше, а также отношение мощности процессов вторичной переработки к мощностям по прямой перегонке не менее 100%, входят 11 западноевропейских НПЗ. Среди наиболее технически совершенных предприятий нефтепереработки в Западной Европе – завод франко-бельгийской фирмы Total-Fina Elf в Антверпене, германской фирмы PSK Schwedt AG в Шведте, итальянской фирмы ISAB в Приоло, голландской фирмы Shell Nederland в Пернисе, шведской фирмы Skandinaviska Raffinaderi в Брофьорден и др. Крупнейшим европейским НПЗ является завод компании Netherlands Refining в г. Эуропорт в Голландии (20,8 млн т/год) [234].

Западноевропейские НПЗ отличаются высокими показателями глубины переработки (доля углубляющих процессов в 1998 г. достигла 54%, облагораживающих – 55%) [231]. Коэффициент сложности, или комплексности для западноевропейской нефтеперерабатывающей промышленности в 1998 г. составил 6,11. Динамика технологической структуры нефтеперерабатывающей промышленности Западной Европы приведена в табл. 4.35.

Таблица 4.35

Динамика мощностей по переработке нефти в Западной Европе [224–234]

№№ п/п	Процессы	Мощности на 01.01, млн т/год										
		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2006
1	Прямая перегонка	620,8	612,0	592,2	607,6	608,1	616,4	630,2	721,7	723,7	729,1	748,6
2	Термические процессы	82,0	83,8	82,6	86,7	84,3	80,7	81,5	н.д.	95,7	96,2	н.д.
3	Каталитический риформинг	83,1	84,1	81,2	84,0	80,3	81,9	82,3	91,5	92,2	91,8	107,2
4	Каталитический крекинг	95,2	98,0	97,3	101,0	100,9	100,0	101,5	110,7	112,0	112,6	112,6
5	Каталитический гидрокрекинг	22,2	24,3	26,8	30,2	30,8	28,6	28,5	35,0	}44,4	}46,8	}52,7
6	Гидрооблагораживание	92,2	95,0	83,4	89,6	95,5	101,0	102,1	120,0	}350,8	}425,3	}499,2
7	Гидроочистка	209,1	223,5	228,7	234,3	235,2	240,9	248,7	н.д.			
8	Алкилирование, полимеризация	9,6	10,2	10,6	10,9	11,0	10,5	11,1	н.д.	13,4	14,0	н.д.
9	Ароматизация, изомеризация	20,3	22,0	24,7	26,0	27,1	27,6	27,2	н.д.	27,6	31,6	н.д.

№№ п/п	Процессы	Мощности на 01.01, млн т/год										
		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2006
10	Производство масел	6,4	6,0	5,9	7,9	7,8	7,3	7,4	н.д.	7,3	6,8	н.д.
11	Производство кокса	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	н.д.	н.д.	3,9	4,0	3,9	4,0
12	Производство оксигенатов	н.д.	1,5	1,5	1,8	1,8	1,7	2,1	н.д.	3,2	2,0	н.д.

В конце 80-х и в 90-х годах в нефтеперерабатывающей промышленности Западной Европы наблюдался рост мощностей процессов каталитического крекинга, гидрокрекинга, алкилирования. Темпы роста мощностей каталитического гидрокрекинга составили в период 1993–2000 гг. 9,0% в год, каталитического гидрооблагораживания – 4%, гидроочистки – 1,7%, каталитического крекинга – 1,8%. Мощности каталитического риформинга выросли незначительно (1,3%). Однако в период 2000–2005 гг. соотношение темпов роста мощностей отдельных процессов изменились. Рост мощностей каталитического крекинга практически прекратился, зато заметно возросли мощности риформинга – на 3,2% в год, гидроочистки – на 6,2%, гидрокрекинга – на 8,5%. При этом рост объемов переработки нефти составил в этот период 1,5% в год. В целом, мощности по процессам, направленным на увеличение выпуска и улучшение качественных характеристик среднестиллатных топлив (дизельного и реактивного топлив) и автобензина возросли.

По европейской классификации, технологически несложные НПЗ имеют в своем составе установки по прямой перегонке, небольшой риформинг и мощности по десульфурации. Следующий уровень – это нефтеперерабатывающие заводы средней технологической сложности, «полукомплексные», которые в дополнение к выше указанным процессам располагают еще термическим крекингом или висбрекингом. Технически совершенные нефтеперерабатывающие комплексы имеют установки каталитического крекинга и гидрокрекинга.

На начало 2006 г. доля западноевропейских мощностей по процессу каталитического крекинга в мировых мощностях составляла 15,8%, по каталитическому риформингу – 19,0%, каталитическому гидрокрекингу – 22,7%, каталитическому гидрооблагораживанию – 23,3% [230].

Среди введенных в Западной Европе в 90-е гг. новых мощностей по нефтепереработке установки по прямой перегонке составили 100 млн т/год, риформинга – 9,7 млн т/год, каталитического крекинга – 14,9 млн т/год, каталитического гидрокрекинга – 12,3 млн т/год [224–230]. Наиболее крупные новостройки, пуск которых намечен на ближайшее время: завод фирмы Erdoel Raffinerie GmbH в г. Лейна (Германия); установка гидрокрекинга мощностью 1,8 млн т/год на заводе в Швехате (Австрия), сооружаемая по технологии немецкой фирмы Lurgi; установка висбрекинга фирмы ISAB в Приоло (Италия); ряд установок гидроочистки на итальянских заводах в Анконе, Порто-Маргера, Бусалия, португальском заводе в Синеше, испанских заводах в Хихоне, Уэльве, Бильбао, Пуэртольяно и Кастельоне; новая установка риформинга фирмы Esso в Пор-Жероме (Франция). Заканчивается серьезная реконструкция крупного завода фирмы Shell Nederland в г.Пернисе (Голландия). На заводе бельгийско-французской фирмы Total SA в Антверпене заканчивается строительство установки по производству бензола (250 тыс. т/год).

В Германии фирма DEA Mineraloel в г. Хайде ввела в эксплуатацию установки гидрокрекинга мощностью 0,8 млн т/год и изомеризации – 0,3 млн т/год. В Греции компания Hellenic Petroleum SA в Аспропиргосе расширила установки каталитического крекинга и гидрокрекинга, а в г. Фессалоники построила установку изомеризации мощностью 0,8 млн т/год. Итальянский энергетический концерн ENI в Приоло ввел в эксплуатацию в 2001 г. крупную установку каталитического риформинга мощностью 1,15 млн т/год по технологии Французского института нефти. Был намечен ввод ряда крупных установок каталитического риформинга, каталитического крекинга, изомеризации, гидроочистки в Турции на заводах компании Turkish Petroleum Refineries Corp. в Измире, Измите и Кирикале. В Великобритании американская компания Техасо Inc. в Пембруке (Уэльс) закончила

строительство крупнейшей установки каталитического крекинга мощностью 4,5 млн т/год [244]. Компания BP планировала строительство нового НПЗ мощностью 9 млн т/год в графстве Эссекс [231].

В период 2005–2007 гг. намечена существенная реконструкция ряда европейских НПЗ. Во Франции компания Total SA в г. Гонфревиль заканчивает строительство установки гидрокрекинга мощностью 1,85 млн т/год. В Италии компания ENI на НПЗ в г. Таранто ввела установку гидрокрекинга мощностью 1,2 млн т/год, а компания ERG Raffinerie Medditerranee North в Приоло (о. Сицилия) в начале 2006 г. должна была ввести в эксплуатацию крупную установку десульфурации мощностью 1,65 млн т/год. В Испании компанией Cia.Espanola de Petroleos SA намечен в 2007 г. ввод установки каталитического риформинга в г. Уэльва, а компании Petronor SA на НПЗ в Соморостро-Бискайя и Repsol YPF SA в Ля-Корунье ввели установки гидрокрекинга мощностью соответственно 1,1 и 1,4 млн т/год [245].

В Западной Европе 67 из 108 заводов, функционировавших на 01.01.2000 г. и принадлежащих 18 компаниям, имели в своем составе предприятия, превышающие 10 млн. т/год. Суммарная мощность этих заводов составляла 548,5 млн. т/год, или 76% всех западноевропейских мощностей по переработке нефти [230].

Западноевропейские НПЗ работали в 1990–1995 гг. с достаточно высокой степенью загрузки мощностей – 84–88%, в 1996–1998 гг. степень загрузки мощностей достигла 90%, в 2000–2005 гг. превысила 90%. Для сравнения, в 1985 г. степень загрузки мощностей составляла всего 63%. Увеличение степени загрузки мощностей связано со стабилизацией объемов переработки и закрытием ряда мелких, нерентабельных НПЗ. Тем не менее, ряд экспертов считает, что спешить с закрытием НПЗ не стоит, так как в этом случае может усилиться зависимость от импорта нефтепродуктов. Все последние годы заводы работали с низкой прибылью. Наибольший спад приходится на 1993–1995 гг. Если в 1991 г. прибыльность НПЗ составляла 4,25 долл/барр, то она снизилась до 2,28 долл/барр в 1993 г., 2,09 долл/барр в 1994 г. и до 1,75 долл/барр в 1995 г. В 1996 г. прогнозировался подъем прибыльности до 2,15 долл/барр, но рост цен на нефть привел к фактическому снижению прибыльности. Однако, по расчетам экспертов фирмы Salomon Brothers, стабилизация цен на нефть, совершенствование технологической структуры производства, консолидация компаний, небольшой, но устойчивый рост потребления нефтепродуктов (1% в год) позволили улучшить экономическую конъюнктуру в европейской нефтепереработке. В частности, прибыльность составила (долл/барр): 1997 г. – 2,10, 1998 г. – 3,10, 1999 г. – 3,53. В 2000 г. прибыльность находилась на уровне 3,90 долл/барр. Этому, по мнению экспертов из Salomon Brothers, способствовали, помимо указанных выше факторов, рост единичных мощностей и технические усовершенствования процессов атмосферной и вакуумной перегонки нефти, каталитических процессов крекинга, гидрокрекинга, риформинга [279]. Однако имелись оценки экспертов, считавших, что прибыльность западноевропейских НПЗ после 2000 г. вряд ли превысит 2 долл/барр., которые в целом оправдались. Рост цен на нефть в 2002–2005 гг. способствовал некоторому росту прибыльности европейских НПЗ.

В 2005 г. в странах ЕС-25 степень использования мощностей НПЗ составляла 92,4% [6]. Наиболее крупной компанией из Европы, имеющей нефтеперерабатывающие мощности, является компания Total SA (13 заводов суммарной мощностью 115 млн т/год). Второй является Exxon Mobil Corp. 7 заводов общей мощностью 84 млн т/год), третьей – Royal Dutch Shell PLC (16 заводов общей мощностью 81 млн т/год), четвертой – British Petroleum (12 заводов суммарной мощностью 68,5 млн т/год). Из иностранных компаний, кроме Exxon Mobil Corp., также представлены Chevron Corp., Conoco Phillips (обе из США), а также Petroleos de Venezuela SA (Венесуэла).

В 2001 г. в нефтеперерабатывающей промышленности стран Евросоюза, как и в других отраслях промышленности, наблюдалась слабая депрессия, выражавшаяся в небольшом снижении выпуска нефтепродуктов. В то же время потребление нефтепродуктов в странах ЕС продолжает расти. Данные о валовом производстве нефтепродуктов, валовом потреблении и складских запасах их за последние три года обобщены в табл. 4.36.

Таблица 4.36

Производство и потребление нефтепродуктов в странах ЕС, млн т [6, 280]

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2005 г.
Объем переработки нефти	647,4	663,1	658,3	688,5
Производство всех нефтепродуктов	63,8	652,3	648,5	н.д.
Из них:				
бензин	138,3	135,8	133,2	н.д.
керосин (без реактивного топлива)	6,1	5,8	5,6	н.д.
реактивное топливо	38,7	38,1	35,8	н.д.
газойль и дизельное топливо	221,4	230,1	231,8	н.д.
мазут	105,0	107,7	105,6	н.д.
пиролизное сырье	38,1	42,6	42,3	н.д.
жидкие газы и этан	17,1	18,1	18,1	н.д.
Потребление всех нефтепродуктов	562,3	557,3	562,8	738,6
Из них:				
бензин	116,9	113,1	110,9	147,1
керосин (без реактивного топлива)	5,1	5,1	5,6	
реактивное топливо	40,3	42,2	41,2	
газойль и дизельное топливо	226,0	227,9	237,3	342,9
мазут	58,8	53,5	52,7	84,4
пиролизное сырье	45,2	46,5	44,4	
жидкие газы и этан	21,7	21,8	21,2	н.д.
Складские запасы на конец года	89,9	97,8	92,5	н.д.

н.д. – нет данных

Структура потребления нефтепродуктов в Европе в 2005 г. была такова (%): легкие дистилляты – 22,9; средние дистилляты – 46,1; котельное и печное топливо – 11,5; прочие нефтепродукты – 19,5. В странах Европейского Союза (ЕС-25) структура потребления нефтепродуктов в 2005 г. несколько отличалась от общеевропейской (%): легкие дистилляты – 23,2; средние дистилляты – 46,5; котельное и печное топливо – 11,4; прочие нефтепродукты – 18,9 [6].

Наибольшие мощности по переработке нефти в Западной Европе по состоянию на 01.01.2003 г. были сосредоточены в Италии – 115 млн т/год (число НПЗ – 17, средняя мощность – 6,8 млн т/год). Второе место по мощности НПЗ занимала Германия – 113,0 млн т/год (число заводов – 17, средняя мощность – 6,6 млн т/год). На третьем месте находилась французская нефтеперерабатывающая промышленность – 95 млн т/год (13 НПЗ, средняя мощность – 7,3 млн т/год). На четвертом месте шла нефтеперерабатывающая промышленность Великобритании – 88,6 млн т/год (число заводов – 11, средняя мощность – 8,1 млн т/год). Суммарные мощности по переработке нефти четырех ведущих стран Западной Европы составляли 57,5% суммарных мощностей в регионе [232].

В 2005 г. на первое место в Западной Европе по уровню мощностей НПЗ вышла Германия (121,4 млн т/год), обогнав Италию (116,2 млн т/год). Французская нефтепереработка по уровню мощностей первичной перегонки сохранила третье место (99,0 млн т/год), а английская – четвертое (93,8 млн т/год) [245].

Однако по технологическим характеристикам, сложности и комплексности нефтеперерабатывающей отрасли, объемам выпускаемой продукции наиболее высокие показатели у нефтеперерабатывающей промышленности Великобритании и Германии (табл.4.37).

Близко к четырем ведущим странам примыкают Испания (мощности 9-и НПЗ 66,1 млн т/год, средняя мощность 7,3 млн т) и Нидерланды (мощности 6-и НПЗ 60 млн т/год, средняя мощность 10 млн т/год). В 2005 г. мощности НПЗ Испании составили 63,9 млн т/год, Нидерландах – 61,1 млн т/год [245].

Некоторые данные о производстве и потреблении нефтепродуктов в Великобритании приведены в табл. 4.38.

Таблица 4.37

Производственно-технологические характеристики нефтеперерабатывающей промышленности ведущих стран Западной Европы в 1998 г. и 2005 г. [230, 263]

Показатели	Германия		Великобритания		Франция		Италия	
	1998 г.	2005 г.	1998 г.	2005 г.	1998 г.	2005 г.	1998 г.	2005 г.
Мощности нефтеперерабатывающих заводов, млн т/год	113,8	121,4	89,2	93,8	95,0	99,0	117,0	116,0
Глубина переработки нефти, %	87,4	87,5	85,3	84,9	83,7	86,3	78,1	82,6
Отношение вторичных процессов к первичной переработке, %	132,5	142,1	123,7	140,9	98,3	114,7	108,9	116,7
Индекс комплексности (сложности) технологических процессов	7,3	7,82	8,19	9,33	6,03	27,04	6,35	6,8
Выпуск нефтепродуктов, млн т	107,8	107,1	89,2	78,9	78,1	81,7	83,0	91,2
Расход нефти на 1 т выпущенной продукции, т	1,06	1,13	1,0	1,05	1,22	1,14	1,41	1,01

Таблица 4.38

Нефтеперерабатывающая промышленность Великобритании в 1999–2005 гг. (млн т) [280]

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2005 г.
Объем переработки нефти	88,3	88,2	82,3	79,7
Потери нефти на НПЗ	0,5	0,7	–	–
Валовое производство всех нефтепродуктов	87,1	88,1	82,0	78,9
Из них:				
бензин	25,6	23,9	21,5	н.д.
керосин (без реактивного топлива)	3,6	3,1	3,1	н.д.
реактивное топливо	7,3	6,6	5,8	н.д.
газойль и дизельное топливо	26,2	28,9	26,8	н.д.
мазут	12,2	11,8	11,9	н.д.
пиролизное сырье для химии	2,5	3,1	3,4	н.д.
жидкие газы и этан	2,0	2,0	1,8	н.д.
Валовое потребление всех нефтепродуктов	73,1	74,2	72,3	н.д.
Из них:				
бензин	21,5	21,3	20,7	н.д.
керосин (без реактивного топлива)	3,5	3,7	4,0	н.д.
реактивное топливо	9,6	10,5	10,7	н.д.
газойль и дизельное топливо	22,8	23,1	22,8	н.д.
мазут	3,8	4,4	3,8	н.д.
пиролизное сырье для химии	3,5	3,2	2,2	н.д.
жидкие газы и этан	3,8	3,5	3,5	н.д.

н.д. – нет данных

Импорт нефтепродуктов в Великобританию в 2001 г. составлял 16,4 млн т, экспорт из страны – 21,0 млн т, складские запасы на 1.1.2001 г. составляли 7,3 млн т [280].

Данные о производстве и потреблении нефтепродуктов во Франции приведены в табл. 4.39.

Таблица 4.39

Нефтеперерабатывающая промышленность Франции в 1999–2001 гг., млн т [280]

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.
Объем переработки нефти	86,2	89,7	90,7
Потери нефти на НПЗ	3,2	4,5	3,4
Валовое производство всех нефтепродуктов	83,00	85,2	87,2
Из них: бензин	17,0	15,7	16,1
керосин (без реактивного топлива)	0,1	0,1	0,1
реактивное топливо	6,5	6,1	5,9
газойль и дизельное топливо	31,9	33,9	34,7
мазут	9,8	10,1	10,8
пиролизное сырье для химии	4,4	5,7	5,6
жидкие газы и этан	2,5	2,7	2,7
Потребление всех нефтепродуктов	88,9	87,5	88,9
Из них:			

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.
бензин	14,5	14,0	13,6
керосин (без реактивного топлива)	0,1	0,1	0,1
реактивное топливо	6,2	6,4	5,9
газойль и дизельное топливо	45,2	44,9	47,5
мазут	5,0	3,9	3,5
пиролизное сырье для химии	8,0	8,1	8,0
жидкие газы и этан	8,7	3,8	3,7

Экспорт нефтепродуктов из Франции в 2001 г. составлял 18,3 млн т, импорт во Францию – 25,4 млн т. Складские запасы нефтепродуктов в стране на 1.1.2002 г. составили 2,4 млн т.

Прогноз рынка нефтепродуктов в Германии, разработанный Объединением нефтяного хозяйства Германии в 2001 г., ориентировал страну на более рациональное использование нефтепродуктов, сокращение их потерь и увеличение использования регенерированных продуктов. Предполагалось, что в ближайшие 20 лет потребление нефтепродуктов в Германии уменьшится на 15%. Это приведет к сокращению удельного веса нефти в балансе потребления энергии в Германии: с 38,6% в 2000 г. до 35,2% в 2020 г. За рассматриваемый период увеличится потребление только пиролизного бензина и реактивного топлива.

Данные о фактическом потреблении нефтепродуктов в Германии в 1999–2000 гг., оценка 2005 г. и прогноз до 2020 г. приведены в табл. 4.40.

Таблица 4.40

Прогноз потребления нефтепродуктов в Германии, млн т [280]

Продукты	1999 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2020 г.
			Оценка	Прогноз	
Автобензин	30,3	28,8	26,9	23,8	16,9
Дизельное топливо	28,8	28,8	31,2	31,2	27,6
Печное топливо	29,6	27,9	28,0	25,7	22,0
Тяжелый мазут и остатки	6,9	6,2	6,1	5,9	4,5
Смазочные масла	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
Пиролизный бензин	15,8	16,1	17,3	17,9	18,5
Жидкие газы	2,7	2,8	2,7	2,7	2,7
Реактивное топливо	6,8	7,1	8,0	8,6	10,0
Битум	3,6	3,2	3,4	3,4	3,3
Прочие продукты	2,5	2,8	2,9	2,7	2,6
Всего нефтепродуктов	128,2	125,0	127,6	122,9	109,1
Регенерированные нефтепродукты	4,8	4,8	5,1	5,2	5,4
Потребление нефти на НПЗ и потери	6,9	7,1	7,1	7,0	6,6
Валовое потребление нефтепродуктов	130,3	127,3	129,6	124,7	110,3

В Германии в 2002 г. было 15,7 тыс. бензоколонок.

По прогнозам ассоциации нефтяных компании Италии потребление нефтепродуктов в стране в период 2002–2015 гг. уменьшится на 15%. Ожидается, что примерно в такой же пропорции уменьшаются мощности нефтеперерабатывающих заводов, которые в настоящее время работают с большой недогрузкой.

Данные о фактическом потреблении нефтепродуктов в Италии в 2001 г., оценка 2005 г. и прогноз потребления до 2015 г. приведены в табл. 4.41.

Если обобщить особенности развития западноевропейской нефтеперерабатывающей промышленности 90-х гг. и в 2000–2005 гг., то можно отметить следующие наиболее значимые тенденции:

- увеличение спроса на неэтилированный бензин (на 0,7% в год) при стабилизации потребности в бензине;
- прогнозируемый рост потребления дизельного топлива (2–2,3% в год) и реактивного топлива (2,7% в год) в период до 2010 г.;
- ужесточение требований к качеству моторных топлив и нефтепродуктов, снижение

выбросов НПЗ (природоохранный аспект).

Таблица 4.41

Прогноз потребления нефтепродуктов в Италии, млн т [281]

Продукты	2001 г.	2005 г. (оценка)	2010 г.	2015 г.
Общее потребление всех нефтепродуктов	92,7	88,2	82,3	78,4
Из них:				
жидкие нефтегазы	3,8	3,9	4,1	4,2
автобензин	16,4	15,1	12,7	11,0
реактивное топливо	3,4	3,9	4,5	4,7
газойль, всего	25,9	27,2	26,5	25,1
газойль – дизельное топливо	20,1	21,5	21,1	20,6
газойль – печное топливо	3,6	2,8	2,4	2,0
мазут	14,7	9,8	5,6	4,6
в том числе для электростанций	11,4	6,9	3,2	2,6
сырье для нефтехимии	6,9	7,0	6,8	6,5
бункерное топливо морского флота	2,8	2,8	3,1	3,3
низкокачественное жидкое топливо	2,5	2,7	3,0	3,0

В краткосрочной перспективе поставки малосернистых легких североморских нефтей будут опережать спрос в этом регионе. Однако последующие пять лет Западной Европе потребуются большой объем импорта более тяжелых и сернистых нефтей из других регионов.

Как уже отмечалось выше, мощности по переработке нефти в последние 5 лет были относительно стабильными; на некоторых НПЗ осуществлена модернизация, а новые НПЗ в Западной Европе практически уже не строят несколько десятилетий.

Западноевропейские НПЗ характеризуются умеренной степенью сложности (табл. 4.42). Например, мощности установок деструктивной переработки в Западной Европе составляют 21% от мощности АВТ, тогда как в США этот показатель достигает 52%. Однако, по сравнению со многими центрами по переработке нефти в мире Западная Европа обладает значительными мощностями по гидроочистке. В табл. 4.42 показано процентное соотношение НПЗ по каждому типу конфигурации.

Таблица 4.42

Конфигурация западноевропейских НПЗ (по сложности схемы) [263]

Схема НПЗ	Северная Европа	Южная Европа	Итого
НПЗ, имеющие только АВТ и риформинг, %	20	38	27
НПЗ с установками вторичной (деструктивной) переработки, %	57	35	49
НПЗ с установками глубокой конверсии %	23	27	24

В Западной Европе прогнозируется самый низкий темп прироста производства нефтепродуктов среди всех регионов мира, снижается потребление нефтепродуктов на генерирование электроэнергии и отопление жилых домов, все чаще в энергетическом и промышленном секторах вместо котельных топлив применяют природный газ.

В отличие от рынка США дизельное топливо в Западной Европе имеет более важное значение, чем бензин. В целом по Западной Европе потребление бензина и нефти будет увеличиваться на 1,2% в год, тогда как прирост потребления дистиллатов в прогнозируемый период по оценкам отдельных экспертов составит 1,8%. Особенно ярко это проявляется в Северной Европе, где потребление бензина снизилось на 0,4% в год, а спрос на дистиллатные топлива увеличился на 1,5%. Расширяется парк дизельных легковых автомобилей, доля которого в прогнозируемый период увеличится с 15 до 22%. Потребление котельных топлив будет ежегодно снижаться из-за вытеснения природным газом [282].

Большинство обозревателей полагают, что Западная Европа обладает избыточными нефтеперерабатывающими мощностями из-за хронического переизводства бензина. В действительности дело совсем не в мощностях первичной обработки нефти, а, вероятно, в наличии избыточных установок каталитического крекинга, вырабатывающих бензин. В прошлом принимались сомнительные инвестиционные решения в поисках «легкого пути», когда владельцы НПЗ склонялись в пользу установок каталитического крекинга, а не более

дорогостоящих установок гидрокрекинга, которые лучше удовлетворяли бы требования рынка.

К сожалению, европейская нефтеперерабатывающая промышленность страдает от избыточного производства бензина, которое оказывает давление на нормы прибыли. Производство дистиллатных топлив более полно отвечает требованиям рынка. При несоизмеримо более высоких темпах прироста потребление дистиллятов может по суммарному объему превзойти потребление бензина. Суммарных производственных мощностей в этом регионе достаточно, но недостает правильной конфигурации для производства ассортимента продуктов, удовлетворяющих рыночный спрос.

В производстве автобензинов, как уже отмечалось, имеется избыток мощностей. Ощущается сильная конкуренция со стороны бензина из США. Потребность в автобензине стабилизировалась. Основные усилия направлены на улучшение экологических характеристик автобензина.

Типичный европейский НПЗ имеет в своей технологической схеме установку каталитического крекинга в псевдооживленном слое катализатора, поэтому трудно снизить выход бензина с такой установки, вносящей большую долю в бензиновый фонд. Растущий спрос на дизельное топливо и высокие цены на нефть делают выгодным процесс конверсии вакуум-газойля (легкого каталитического гидрокрекинга) [239]. Первая технологическая установка, реализующая новый процесс, была введена в эксплуатацию в июне 2004 г. компанией Repsol YPF AS на НПЗ в г. Пуэртольяно (Испания). При 35%-й конверсии исходного сырья (вакуум-газойля и газойля процесса замедленного коксования) выход дизельного топлива составляет 33,6% на переработанное сырье, причем содержание серы в дизтопливе составляет 4 ppm, что делает товарный продукт процесса превосходным компонентом для смешения при производстве товарных дизельных топлив.

Комбинирование установки легкого гидрокрекинга с дополнительной сероочисткой сырья (прямогонного и вакуум-газойля, газойлевых фракций процессов висбрекинга и замедленного коксования) позволяет получать дизельное топливо по кондициям Евро-4. Новая интегрированная схема заложена в схему модернизации завода компании Motor Oil Hellas в г. Коринф (Греция).

Отличия в подходе к проблеме повышения экологичности автобензина в Западной Европе и США весьма существенны. В США основное направление экологизации производства автобензина – оксигенированный и реформулированный бензин, в западноевропейских странах – высокооктановый неэтилированный бензин. Выбор различных путей не случаен. В США автобензин – главный продукт нефтепереработки (43,4% всех выпускаемых нефтепродуктов), в западноевропейских странах доля автобензина не превышает 25% всех производимых нефтепродуктов. Нефтепереработчики США всегда имели неплохие доходы, что позволило им начать осуществление крупномасштабной программы экологизации производства автобензина. Западноевропейские нефтепереработчики таких средств не имели. И подобный путь был для них неприемлем. Дорогостоящие мероприятия по организации производства реформулированных бензинов привели бы к росту цен на автобензин, которые и так немалые (во Франции – 1,15 долл/л, Германии – 1,10 долл/л, Италии – 1,07 долл/л, Великобритании – 0,85 долл/л в конце 90-х годов и, соответственно 1,58, 1,63, 1,60, 1,69 долл/л в 2005 г.) и значительно выше американских (0,36 и 0,72 долл/л соответственно). Стратегия реформулирования бензина, характерная для США, не соответствует возможностям многих европейских НПЗ.

Западноевропейские нефтепереработчики пошли по пути неэтилированных и высокооктановых автобензинов. Путь этот был нелегким: в частности, в Германии содержание свинца в автобензине с 0,4 г/л в 1970 г. было снижено до 0,15 г/л в 1985 г. и до 0,1 г/л в 1990 г. К середине 90-х годов европейский бензин стал выпускаться без содержания свинца. Наибольшая доля неэтилированных бензинов приходилась на страны Северной Европе, затем была распространена на все страны Европейского Союза. Кроме полного прекращения использования соединений свинца, был модифицирован процесс

каталитического риформинга – основной процесс получения автобензина – за счет перевода на более жесткий режим с целью увеличения октановых характеристик. Были внедрены процессы экстракции ароматических углеводородов из катализаторов риформинга, с последующим алкилированием ароматики и возвращением высокооктанового алкилата в бензиновый фонд. Стали использоваться ультрастабильные цеолиты, позволившие увеличить содержание олефинов в бензиновой фракции. В западноевропейских странах с 1.01.1993 г. на всех выпускаемых автомобилях устанавливаются каталитические дожигатели выхлопных газов и ужесточается контроль за составом выхлопов.

В европейских бензинах доля компонентов в суммарном бензиновом фонде следующая: бензин каталитического риформинга – 50%, каталитического крекинга – 30%, продукты алкилирования – 5%, кислородсодержащие соединения (оксигенаты) – 5%, прочие компоненты – 10%.

Повышение октановых характеристик европейских бензинов в конце 80-х и в 90-е годы было достигнуто на 20–30% за счет усовершенствования существующих процессов, на 50–60% – за счет введения новых процессов и на 15–25% – за счет применения кислородсодержащих соединений.

Что касается производства среднестиллатных топлив, потребность в которых в Западной Европе будет расти, то здесь основное внимание уделяется росту мощностей процессов каталитического крекинга и гидрокрекинга и снижению содержания серы. В странах Европейского Союза с октября 1996 г. в законодательном порядке установлен предел содержания серы (не более 0,05%). Решение проблемы снижения содержания серы в моторном (дизельное, реактивное) и котельном топливе решается за счет расширения мощностей гидроочистки.

Несмотря на то, что западноевропейскими нефтепереработчиками избран отличный от американского путь экологизации отрасли, жесткость природоохранных законов в Европе мало в чем уступает американским. В частности, в ряде стран Северной Европы ограничения по выбросам SO₂ на порядок более жесткие, чем в США.

Существенно ужесточены требования к качеству западноевропейского автобензина. Ориентиры на 2000 г. были следующие: упругость паров по Рейду 58–60 кПа, содержание олефинов 11–18% об., ароматики 37–45% об., бензола 1,6–2,0% об., кислорода 1,9–2,3% вес, серы 150–200 ppm, свинца не выше 0,005 г/л. В выхлопах европейских автомобилей содержание CO не должно превышать 1500 мг/куб.м, бензола 2,5 мг/куб.м, NO_x 66 мг/куб.м, твердых частиц 50 мг/куб.м [283].

Требования к качеству дизельных топлив были следующие: цетановое число 51–53, содержание полиароматических соединений 6,0–11,0% об., содержание серы 0,030–0,035%. Содержание серы в котельном топливе с 3% намечено снизить до 1–2% в 2000 г. и 1 % в 2005 г. [284].

В последнее время европейские спецификации на моторные топлива разрабатывались, исходя из рекомендаций комиссии по проблемам двигателей, топлив, эмиссии вредных веществ (Auto/oil-1), действующей с 1996 г. Вначале директива была разработана на 2000 г. (98/70/ЕС). Затем на базе рекомендаций комиссии Европейский парламент принял новые спецификации на период до 2005 г. (1-ая фаза) и после 2005 г. (2-ая фаза). При принятии новых спецификаций учитывались прогнозы развития автопарка (увеличение доли дизельных двигателей), изменения в структуре потребления бензина и дизельного топлива, вклад изменений конструкций двигателей, использования каталитических систем дожигания топлив, возможности нефтеперерабатывающих заводов.

В конечном итоге Европейский Союз в рамках программы Auto Oil-II принял прогрессивные нормативы на 2005 г. по качеству моторных топлив, а также установил наметки на 2008 г. (табл. 4.43) [285].

Стоимость работ по спецификации европейских топлив период 2000–2005 гг. составила 20–25 млрд долл. Другая оценка (европейской ассоциации нефтяной промышленности) – 44–55 млрд долл. Имеются и другие мнения. В частности, представители компании Air Products

рис утверждают, что обошлись гораздо меньшей суммой, поскольку норма содержания серы в дизельном топливе ниже 500 ppm уже была достигнута многими европейскими НПЗ. Если воспользоваться возможностью передачи части потоков полупродуктов и конечных нефтепродуктов с одного завода на другой, иначе говоря, оптимизировать нефтепереработку, то инвестиции на реконструкцию НПЗ в перспективе могут быть уменьшены [286].

Таблица 4.43

Ожидаемые спецификации на топлива в соответствии с программой Auto Oil II

Характеристика	До 1999 г.	2000 г.	2005 г.	2008 г. (ожидаемые значения)
Бензин:				
Содержание серы, ppm	<500	<150	<50**	<10
Содержание бензола, об. %	<5	<1	<1*	<1
Содержание ароматических углеводородов, об. %	–	<42	<35	<35
Дизельное топливо:				
Содержание серы, ppm	<500	<350	<50	<30
Цетановое число, миним.	49	51	53*	54–58
Полициклические ароматические углеводороды, мас. %		<11	<6	<4–1
Плотность, кг/л, макс.	<0,86	<0,845	<0,845*	<0,830–0,825
Разгонка, T 95, °C	<370	<360	<360*	<350–340

* Ожидаемые значения

** В 2004 г. Германия ввела бензин с содержанием серы 10 ppm.

Для реализации программы потребовались серьезные изменения в нефтеперерабатывающей промышленности Западной Европы. В частности, все европейские НПЗ увеличили мощности по десульфуризации с целью достижения на первом этапе норматива содержания серы в автобензине 150 ppm и дизельном топливе 350 ppm, а на втором этапе – до 50 ppm. В связи с изменением структуры потребления топлив в перспективе в сторону среднестиллатных фракций потребуется увеличить мощности по каталитическому гидрокрекингу и улучшить катализаторы процесса, изменить условия проведения ряда процессов с целью уменьшения выхода бензина. По оценкам экспертов, примерно 60% из необходимых инвестиций на реконструкцию и модернизацию европейских НПЗ и изменение их конфигурации связано с новыми спецификациями на моторные топлива.

Проблема новых спецификаций создает серьезные трудности, как минимум, для 28 европейских НПЗ, из которых 17 будут, по-видимому, закрыты.

Общее состояние нефтеперерабатывающей промышленности Европы в конце 90-х годов и 2001–2002 гг. оценивалось как весьма сложное или даже кризисное. Основной ее проблемой было то, что она малоприбыльна, или даже убыточна (кроме краткосрочных «удачных» периодов – таких как, например, 2000 г., начало 2001 г., 2004–2005 гг.). Причиной падения рентабельности НПЗ явилось общее превышение производства нефтепродуктов над реальным спросом практически во всех европейских странах. Это произошло потому, что конкуренция между крупными нефтяными компаниями за долю на западноевропейских рынках нефтепродуктов привела к созданию значительных избыточных нефтеперерабатывающих мощностей.

Второй, а по существу, самой важной проблемой стала неверная оценка перспектив спроса на отдельные виды нефтепродуктов. Было принято считать, что опережающими темпами должен расти спрос на автобензин, поэтому заводы ориентировались на его максимальное производство.

На практике же ситуация за последние 20–25 лет развивалась совсем не так, как это было заложено в технологических заданиях. Основной и значительный прирост потребления нефтепродуктов в Европе в 80–90-е годы прошлого века произошел и происходит до сих пор за счет средних дистиллятов. Западноевропейский автотранспорт переживает массовый переход на использование дизтоплива, в том числе и по причине его более низкого налогообложения по сравнению с автобензином. Увеличивается также спрос на нефть со стороны нефтехимических производств. По прогнозам, в ближайшие 15–20 лет потребление

дизельного топлива в Западной Европе будет возрастать, а объемы потребления бензина будут снижаться.

Согласно утверждениям Т. Миллера, директора Exxon Mobil Europe, сделанным на конференции Европейской ассоциации нефтепереработчиков, в период до 2020 г. темпы роста спроса на нефть для производства моторных топлив составят 0,4% в год, причем для дизельного топлива они превысят 1,9% в год, а спрос на автобензин будет падать на 0,9% в год [287]. Такой вывод сделан исходя из прогноза развития рынка моторных топлив для автотранспорта. Предполагается, что несмотря на достижения в области производства альтернативных топлив и в автомобилестроении, двигатели внутреннего сгорания будут доминировать вплоть до 2030 г. При этом спрос на дизельное топливо не удастся полностью удовлетворить ни за счет собственного производства (если не проводить модернизацию НПЗ), ни за счет импорта из России или из ближневосточных стран.

Теоретически для того, чтобы привести соотношение спроса и производства нефтепродуктов в Европе в состояние равновесия, нужно закрыть избыточные мощности по выпуску автобензина, а также сократить общий объем нефтепереработки. Однако реализовать такой проект очень сложно по целому ряду причин. Во-первых, мешает «экономический» барьер, обусловленный тем, что основная часть НПЗ покрывает текущие операционные затраты и выплачивает банковские проценты по инвестициям. Во-вторых, закрытие нефтеперерабатывающего завода связано с очень крупными затратами по демонтажу оборудования, выплате компенсаций работникам, а главное – с приведением в порядок территории в соответствии с экологическими требованиями. В-третьих, нефтезаводы, как правило, имеют в своем составе другие производства – как мелкие «подсобные», так и крупные интегрированные, в частности, нефтехимические. В-четвертых, НПЗ расположены в Европе на значительном удалении друг от друга, снабжают близлежащие территории и имеют отлаженную инфраструктуру логистики и реализации. Кроме того, сами заводы принадлежат разным фирмам и ориентированы на созданную нефтяными компаниями собственную дорогостоящую сеть дистрибуции, которая при их закрытии «отойдет» к конкурентам. Наконец, закрытие заводов и потеря сетей реализации моментально отразится на биржевых показателях той или иной нефтяной компании и может радикально подорвать ее финансовые позиции.

Тем не менее, крупномасштабные структурные изменения в европейском нефтеперерабатывающем комплексе должны непременно произойти и под воздействием недавно принятых законов Европейского сообщества в области защиты окружающей среды, о чем уже сказано выше.

Удовлетворение требований стандартов Евро-4 и Евро-5 потребует заметных изменений как в автомобилестроении, так и в отрасли по переработке нефти и в инфраструктуре потребления топлив. Современные двигатели европейских автомобилей уже удовлетворяют требованиям Евро-4. Новые технологии для двигателей с искровым зажиганием связаны с непосредственным впрыском топлива, переменным регулированием клапанов и уменьшением размеров двигателей. Для дизельных двигателей инновации заключаются во впрыске топлива под высоким давлением и рециркуляции отработавших газов. Синтетические топлива, получаемые по технологии GTL, а также биодизельные топлива будут создавать рынок высококачественных топлив в дополнение к высококачественным нефтяным топливам. Потребуется создание отдельной системы снабжения высококачественными топливами [288]. Прогнозируя рост рынка высококачественных моторных топлив в странах Европы, можно предположить, что сдвиг в сторону сверхмалосернистых топлив будет происходить не в виде резкого скачка, а постепенно.

В Восточной Европе в настоящее время функционируют 24 НПЗ суммарной мощностью 92,8 млн т/год. Данные о нефтеперерабатывающих заводах Восточной Европы приводятся в табл. 4.44.

Таблица 4.44

Нефтеперерабатывающая промышленность стран Восточной Европы, по состоянию на 1.01.2006 г. (млн т/год)

[234]

Страна	Число НПЗ	Первичная переработка	Каталитический крекинг	Термический крекинг	Риформинг	Гидрокрекинг	Гидроочистка
Албания	2	1,3	0	0	0,2	0	0,9
Болгария	1	5,8	1,2	1,0	0,2	0	3,2
Чехия	4	9,9	2,7	0,8	1,4	1,6	5,3
Венгрия	2	8,2	1,2	1,5	1,5	0	6,7
Польша	5	23,3	1,5	0	4,3	6,9	10,6
Румыния	10	25,8	5,5	5,3	3,0	0,1	11,9
Словакия	1	5,8	0,9	0	1,0	4,4	2,1
Литва	1	9,5	2,1	1,4	2,3	0	7,7
Сербия	2	10,7	2,5	1,4	1,0	0	2,5
Хорватия	3	12,5	1,2	1,4	2,5	0,6	3,4
Словения	1	0,7	0	0	0	0	0
Македония	1	2,5	0	0	0,5	0	1,1
Всего	33	116,0	18,8	12,8	17,9	13,6	55,4

Многие НПЗ стран Восточной Европы находятся под пристальным вниманием российских компаний. Компания ЛУКОЙЛ получила контроль над НПЗ в Бургасе (Болгария), Плоешти (Румыния), ведет переговоры о приобретении НПЗ в Гданьске (Польша). Компания ЮКОС приобрела в свое время контрольный пакет акций завода в Мажейкяе (Литва), но затем вынуждена была уступить его польской компании.

На ряде заводов Восточной Европы намечена реконструкция и модернизация. В Хорватии компанией INA Industrija Naftе в г. Риека было закончено строительство установки гидродесульфуризации по лицензии компании Haldor Topsoe, а также осуществлены проектные работы по созданию установки каталитического гидрокрекинга мощностью 1,4 млн т/год. В Чехии компания Ceska Rafinerska AS в г. Литвинов наметила осуществить в 2007 г. строительство установки гидродесульфуризации мощностью 0,4 млн т/год. Стоимость проекта – 12,3 млн долл. В Венгрии концерн MOL запланировал строительство установки каталитического крекинга, однако ни о мощности, ни о сроках ввода ничего не сообщалось. В Польше группа Lotos SA на НПЗ в г. Гданьске должна была ввести установку вакуумной дистилляции мощностью 1,0 млн т/год и стоимостью 10 млн долл. В Сербии компания NIS Oil Refinery расширила ряд установок на НПЗ в г. Нови Сад и запланировала ввод установок риформинга и изомеризации по технологии американской фирмы UOP на НПЗ в г. Панчево [245].

В республиках бывшего СССР – ныне независимых государствах – нефтеперерабатывающая промышленность была создана в Украине, Казахстане, Белоруссии, Узбекистане, Туркменистане, Азербайджане, Грузии. Данные о мощности НПЗ в республиках бывшего СССР по оценке американского журнала Oil and Gas Journal приведены в табл. 4.45. Здесь же приведены сведения о мощности установок по важнейшим процессам переработки нефти.

Таблица 4.45

Мощности НПЗ в республиках бывшего СССР (млн т/год) [234]

(на 01.01.2006 г.)

Страна	Число НПЗ	Первичная переработка	Каталитический крекинг	Термический крекинг	Риформинг	Гидрокрекинг	Гидроочистка
Украина	6	44,0	3,5	2,5	7,2	0,4	15,8
Казахстан	3	17,2	1,9	3,9	2,6	0	8,9
Белоруссия	2	24,7	2,2	3,0	4,6	1,5	13,1
Узбекистан	3	11,1	0	1,4	1,2	0	1,5
Туркменистан	2	11,9	0,8	1,4	2,6	0	3,2
Азербайджан	2	20,0	2,9	1,9	1,2	0	3,4
Грузия	1	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Итого	19	128,9	11,3	14,1	19,4	1,9	45,9

н.д. – нет данных

Все НПЗ были построены в советские времена, за исключением Бакинского НПЗ, создание которого датируется 1870 г.

В табл. 4.45 приведены данные о номинальной мощности. В действительности, большинство НПЗ по ряду причин работает с неполной загрузкой мощности. По данным справочника BP Statistical Review of World Energy об объемах потребления нефти и данным о мощности НПЗ по данным журнала Oil and Gas Journal определены показатели загрузки мощностей НПЗ в 2005 г.: Украина – 31,6%, Казахстан – 58,1%, Белоруссия – 27,1%, Узбекистан – 70,3%, Туркменистан – 41,2%, Азербайджан – 25,5% [6]. Причиной низкой загрузки является, как правило, недостаточные поставки нефти, в частности, в Украину и Белоруссию.

Отметим, что приведенные данные о степени использования мощностей имеют условный характер. Оказывается, что часть мощностей, указанных как номинальные, уже выбыли из эксплуатации или не используются, т.к. не могут обеспечить необходимые качественные характеристики нефтепродуктов. Старый Бакинский НПЗ практически не работает, выбыл из эксплуатации НПЗ в Батуми (Грузия).

Тем не менее, на ряде НПЗ в бывших республиках СССР, а ныне независимых государствах, осуществляются программы модернизации и реконструкции и намечается новое строительство [245]. В частности, в Азербайджане на заводе им. Гейдара Алиева планируется ввод в 2008 г. установки алкилирования по технологии американской компании UOP. В Белоруссии на НПЗ «Нафтан» в г. Новополоцк недавно была введена в эксплуатацию установка гидрокрекинга по технологии компании Koch-Glitsch, а в 2006 г. планировался ввод установки вакуумной дистилляции мощностью 1,5 млн т/год. На заводе в г. Мозырь проведена реконструкция, позволившая осуществлять выпуск экологически чистых топлив. В Казахстане совместной компанией, участниками которого является AGIP (Италия) и казахстанские организации, намечен ввод нового НПЗ в г. Кашаган мощностью 15,0 млн т/год. В 2008 г. должны быть завершены проектные работы. В Туркменистане в 2005 г. должен был быть завершен проект стоимостью 113 млн долл. по сооружению установки гидроочистки мощностью 1,7 млн т/год на заводе в г. Туркменбаши. Серьезную программу модернизации намечает компания ЛУКОЙЛ на принадлежащем ей НПЗ в Одессе.

По оценкам украинских экспертов [289, 290] глубина переработки на НПЗ Украины в 2005 г. составила 67,7%, в т.ч. по Кременчугскому НПЗ – 70,0%, Херсонскому – 48,2%, Одесскому – 53,5%, Дрогобычскому – 61,3%, Надворнянскому – 73,9%, Лисичанскому – 69,7%. Оценка деятельности украинских НПЗ в 2005 г. представлена в табл. 4.46.

Таблица 4.46

Состояние украинских НПЗ

Заводы	Мощность, млн т/год		Объем переработки, млн т	Причина расхождения номинальной и фактической мощности
	номинальная	фактическая		
Кременчугский	18,6	8,0	6,0	Простой установки ЛК-6У
Херсонский	7,1	4,0	0,9	Ограничение из-за качества нефтепродуктов
Одесский	3,6	н.д.	1,4	Начата реконструкция
Дрогобычский	3,2	2,0	1,0	Ограничения по качеству нефтепродуктов
Надворнянский	2,6	2,6	2,1	—»—
Лисичанский	16,0	8,0	6,0	Работает только одна установка каталитического крекинга
Итого	51,1	24,6	17,4	—

В 2005 г. произошло существенное снижение объема поставок на НПЗ Украины, что отрицательно сказалось на складывающейся в последние годы тенденции роста степени загрузки мощностей. В Украине происходит снижение спроса на мазут (из-за замены его природным газом), вследствие чего высвобождаются мощности по первичной переработке нефти. Малая доля вторичных процессов (9,6% от мощностей по первичной переработке) обуславливает неблагоприятную структуру выпуска нефтепродуктов. В суммарном производстве автобензинов в 2005 г. доля низкооктановых бензинов составляла почти 42%,

дизельного топлива с содержанием серы 0,2% – 78%, а с содержанием серы 0,5–0,85% – 22%. Низкое качество собственных моторных топлив приводит к росту импорта высокооктановых бензинов, а для ликвидации дефицита автобензина приходилось даже выпускать этилированный бензин. Тревожная тенденция увеличения импорта моторных топлив, особенно автобензина, по мнению экспертов, сохранится в перспективе.

В Казахстане функционируют 3 НПЗ: Павлодарский (построен в 1978 г., мощность 8,1 млн т/год, потенциальная глубина переработки 77,9%, в наличии имеются 2 установки ЛК-6У и установка КТ-1 по переработке тяжелых фракций); Шымкентский (построен в 1984 г., мощность 6,6 млн т/год, потенциальная глубина переработки 60,4%, имеются установки вакуумной дистилляции и каталитического крекинга); Атырауский (построен в 1945 г. при участии американской компании Badger по ленд-лизу; впоследствии в 1970 г. была введена установка каталитического риформинга, в 1980 г. американские установки каталитического крекинга были выведены из эксплуатации).

В Азербайджане еще в 1870 г. был построен первый в царской России и один из первых в мире нефтеперерабатывающий завод. В 80-е годы прошлого века на этом заводе была проведена реконструкция, однако в 90-е годы завод практически прекратил работу. В настоящее время Бакинский НПЗ им. Гейдара Алиева имеет мощность 8 млн т/год, глубина переработки на нем 59%, степень загрузки в 2005 г. – 44%. Второй, Новобакинский завод был построен в 1958 г. Его мощность составляет 9 млн т/год, имеются 3 установки прямой перегонки, установки риформинга с неподвижным слоем катализатора и замедленного коксования. Потенциальная глубина переработки на Новобакинском заводе – 65,6%, однако пока она составляет 52%, мощности НПЗ загружены всего на 37%. В связи с ростом добычи нефти в Азербайджане ожидается наращивание объемов переработки и планируется строительство новых установок. В 2005 г. в Азербайджане было произведено 2,1 млн т дизельного топлива, 0,9 млн т автомобильного бензина, 0,6 млн т авиационного керосина, 3,0 млн т мазута.

4.4. Развитие нефтепереработки в Азиатско-Тихоокеанском регионе

4.4.1. Усиление роли Азиатско-Тихоокеанского региона в территориальной структуре мировой нефтепереработки

В последние годы отмечен значительный рост экономики в развивающихся странах. По мнению специалистов Всемирного Банка, выраженному в докладе «Глобальная экономика. Перспективы и развивающиеся страны», в ближайшие 25 лет складываются благоприятные условия для роста экономики развивающихся стран. Если в период 1991–1995 гг. рост реального валового внутреннего продукта составлял в мире 2,0%, в том числе в развитых странах – 1,8%, то в развивающихся странах рост составил в среднем 2,3%. Ежегодный темп роста в них в период 1997–2006 гг. составил 5,4% (в развитых странах – 2,7%). Доля промышленно развитых стран в мировой торговле сократится с 65–70% в 1992 г. до 40–45% в 2020 г., а доля развивающихся стран возрастет.

Все вышесказанное целиком относится к нефтеперерабатывающей промышленности Азиатско-Тихоокеанского региона. За период 1993–2005 гг. удельный вес мощностей нефтеперерабатывающих предприятий региона в общемировой структуре возрос с 18,7 до 26,1% [224, 232, 234].

Среди развивающихся стран наиболее быстрыми темпами выделяются страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), часть из которых (Ю.Корея, Тайвань, Сингапур, Малайзия, Таиланд) с легкой руки журналистов стали называть «азиатскими тиграми». Устойчиво высокие темпы роста в последние годы отмечены в азиатских странах-гигантах (Китае, Индии).

В конце 1997 г. в регионе разразился финансовый кризис, поставивший некоторые из стран в уязвимое положение и усиливший их зависимость от мировых финансовых рынков.

Кризис хотя и поколебал оптимистические оценки роста экономики стран АТР, но не изменил общего мнения экспертов о глобальных экономических переменах в мире и усилении роли развивающихся стран. Более того, большинство стран Юго-Восточной Азии стали преодолевать последствия кризиса: отрицательные темпы роста ВВП в 1998 г. сменились на положительные в 1999 г.

Нефтеперерабатывающая промышленность Азиатско-Тихоокеанского региона в период 1995–2005 гг. росла высокими темпами – 2,8% в год (в среднем по миру – 1,2% в год). По масштабам нефтеперерабатывающих мощностей Азиатско-Тихоокеанский регион обогнал регионы Северной Америки и Западной Европы [224, 232, 234]. За счет бума в строительстве нефтеперерабатывающих мощностей в последние годы отдельные страны Азиатско-Тихоокеанского региона превратились из нетто-импортеров в нетто-экспортеров нефтепродуктов. Рост мощностей по переработке нефти был столь стремительным в 90-е годы, что в регионе возникла опасность избытка мощностей. Финансовый кризис (осень 1997 г.) на время усугубил проблему переизбытка мощностей из-за снижения спроса, однако уже спустя год ситуация стала смягчаться, после падения спроса в 1998 г. уже в первой половине 1999 г. начался рост потребления нефтепродуктов. Замороженные на время проекты расширения мощностей на НПЗ региона или строительства новых мощностей стали вновь оживать.

Исследователи и аналитики, проведя детальный анализ существующих мощностей, объявленных проектов, находящихся в различной степени проектирования и строительства, разнообразных сообщений о новых проектах, динамики роста спроса на нефтепродукты в регионе, дали возможность определить оптимальный состав и мощности вновь вводимых установок по переработке нефти. Однако, как показал предыдущий опыт, в сопоставлениях предложения и спроса в Азиатско-Тихоокеанском регионе имела место хроническая недооценка предложений.

Развитие нефтеперерабатывающей промышленности в развивающихся странах региона проходило во второй половине 90-х годов под влиянием тех же самых факторов, что и в развитых странах, а именно: усиливающейся конкуренции, ужесточившихся требований к качеству нефтепродуктов, а также многочисленных слияний и альянсов между нефтяными компаниями. В регионе усилилось влияние иностранных инвестиций, практически все крупные проекты реализовывались местными государственными и частными компаниями с участием транснациональных корпораций, нефтяных компаний Японии и стран Ближнего Востока. В отдельных странах региона начался процесс приватизации объектов нефтяного комплекса, стали использоваться элементы дерегулирования нефтяного рынка и рынка нефтепродуктов. Это позволило ряду государственных компаний стран региона не только выдерживать конкуренцию, но и расширять свое влияние за пределами региона.

В период 1995–2005 гг. наряду с вводом новых мощностей проводилась модернизация действующих НПЗ, на которых была увеличена глубина переработки, повышена энергоэффективность производства, прибыльность, достигнута адаптация к использованию более тяжелой и сернистой нефти, стали соблюдаться более жесткие требования к качеству нефтепродуктов. Произошли заметные технологические сдвиги в нефтеперерабатывающей промышленности региона.

Доля вторичных процессов нефтепереработки в странах АТР в суммарных мировых мощностях ниже, чем доля мощностей первичной переработки. В частности, удельный вес стран АТР в мировых мощностях по процессу каталитического риформинга составил на 1.1.2006 г. 17,1%, каталитического крекинга – 18,5%, каталитического гидрокрекинга – 15,9%, гидрооблагораживающих процессов – 20,0% [232, 234].

В целом можно сказать, что нефтепереработка стран АТР не является сложной. Об этом свидетельствуют индексы Нельсона – своеобразные индикаторы сложности и комплексности процессов переработки нефти. В 1995 г. индекс Нельсона для нефтепереработки стран АТР составлял 4,9, что ниже не только высокого уровня США (9,5), но и среднемировых показателей (5,9). Аналогичная ситуация сохранилась и в 2005 г. Данные о технологических

сдвигах в нефтеперерабатывающей промышленности стран АТР приведены в табл. 4.47.

Таблица 4.47

Динамика технологической структуры нефтепереработки стран АТР в период 1993–2006 гг. (мощности на 1.1. каждого года, млн т) [224–234]

Показатели	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2006
Число НПЗ, ед.	н.д.	125	137	138	138	141	203	203	193	202	155
Мощности по прямой перегонке нефти	669,2	682,9	720,9	740,1	814,3	849,8	938,6	982,2	962,4	1010,2	1110,3
Мощности по процессам:											
1. Термокрекинг и коксование	26,2	26,7	48,4	46,6	46,8	45,9	46,0	н.д.	48,9	50,4	53,0
2. Каталитический риформинг	55,7	56,5	61,1	71,2	76,8	79,7	82,9	83,4	75,7	86,6	96,3
3. Каталитический крекинг	59,8	60,9	107,3	114,9	119,2	127,0	129,8	129,8	124,9	141,4	132,3
4. Гидрокрекинг	17,8	18,9	26,5	27,6	28,4	28,6	37,8	36,8	38,0	40,7	37,0
5. Риформинг	96,6	103,4	114,0	125,3	130,5	151,4	147,9	159,7			
6. Гидроочистка	161,9	165,0	170,3	181,0	220,6	208,6	228,6	н.д.			
7. Алкилирование и полимеризация	3,1	3,2	5,4	5,2	5,5	5,3	5,4	5,0	4,7	6,0	7,0
8. Ароматизация и изомеризация	11,2	10,7	11,9	12,5	16,0	15,1	15,7	15,0	13,7	18,4	29,1
9. Производство масел	6,2	5,6	7,4	8,1	8,4	8,9	8,7	8,5	8,3	7,3	6,9
10. Производство кокса	1,35	1,42	1,68	3,36	3,36	4,85	4,60	4,46	4,9	3,9	7,0
11. Производство битума	8,6	9,2	9,1	9,1	10,0	12,2	12,3	11,5	10,9	13,1	13,6
12. Производство оксигенатов	н.д.	н.д.	0,4	1,0	1,15	0,83	1,04	1,0	1,0	1,1	1,2

Примечание: В состав региона АТР входят: Австралия, Бангладеш, Бруней, Китай, Индия, Индонезия, Япония, Южная Корея, Малайзия, Бирма, Новая Зеландия, Пакистан, Филиппины, Сингапур, Шри Ланка, Тайвань, Таиланд. Процессы 1–6 – мощности указаны по перерабатываемому сырью, 7–12 – по конечной продукции процессов, н.д. – нет данных

В период 1995–2005 гг. рост ведущих процессов переработки нефти в АТР составил (% в год): каталитического крекинга – 9,0, гидрокрекинга – 8,6, алкилирования и термического крекинга – 9,5, гидрооблагораживания – 4,8, каталитического риформинга – 4,5, прямой перегонки – 4,2 [224–234].

За период 1995–2005 гг. доля четырех ведущих процессов нефтепереработки (каталитического крекинга, гидрокрекинга, каталитического риформинга и алкилирования) в странах АТР снизилась с 27,8 до 24,6%, что свидетельствует о более быстром росте мощностей первичной перегонки по сравнению с ростом вторичных процессов. Следует также отметить, что мощности каталитического крекинга, гидрокрекинга, риформинга и алкилирования нацелены в странах АТР на максимизацию выпуска бензина, в то время как в этом регионе спрос на среднедистиллатные фракции превышает спрос на бензин.

В регионе имеется несколько чрезвычайно крупных НПЗ. Среди 15 крупнейших в мире НПЗ, имеющих на 1.1.2003 г., шесть находились в АТР. Среди них бывший до последнего времени самым крупным в мире НПЗ фирмы Yukong Ltd. (SK Corp.) в Ульсане (Ю.Корея) – 40,9 млн т/год; третий по мощности НПЗ фирмы LG-Caltex в Йосу (Ю.Корея) – 31,7 млн т/год; на четвертом месте НПЗ компании Exxon Mobil Corp. на острове Джуронг (Сингапур); на пятом месте НПЗ компании Reliance Petroleum Ltd. в Джамнагаре (Индия) – 27 млн т/год; на восьмом месте ещё один НПЗ южнокорейской фирмы Samsung Oil Refining Co. в Онсане – 26 млн т/год; на четырнадцатом месте НПЗ фирмы Shell Eastern Petroleum Ltd. в Пулау-Букоме (Сингапур) – 20,2 млн т/год [233].

На 1.1.2006 г. из 20 самых крупных в мире НПЗ уже 8 находились в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Это: НПЗ компании SK Corp. в г. Ульсан (Ю. Корея) – 40,8 млн т/год; компании Reliance в г. Джамнагар (Индия) – 33 млн т/год; компании LG Caltex в г. Йосу (Ю. Корея) – 32,5 млн т/год; компании Exxon Mobil Corp. на о. Джуронг (Сингапур) –

30,2 млн т/год; компании S. Oil Corp. в г. Онсан (Ю. Корея) – 26,0 млн т/год; компании Shell Eastern в г. Пулау-Биком (Сингапур) – 22,9 млн т/год; компании Formosa Petrochemical в г. Майляо (Тайвань) – 22,5 млн т/год; компании Sinopec в г. Шанхай (Китай) – 20,1 млн т/год [234].

Среди 25 компаний, располагавших самыми крупными в мире мощностями нефтепереработки в 2000 г., было 7 компаний стран АТР: китайские государственная нефтяная компания Sinopec (4-я) и национальная нефтяная корпорация CNPC (12-я), объединенная японская компания Nippon Mitsubishi Petroleum Refining Co. (15-я), индонезийская государственная нефтегазовая компания Pertamina (19-я), южнокорейская компания Yukong Ltd.(SK Corp.) (21-я), тайваньская государственная нефтяная компания Chinese Petroleum Corp. (22-я), индийская нефтяная компания Indian Oil Co., Ltd (24-я). В 2005 г. в списке 25 крупнейших нефтяных компаний, имеющих наибольшие мощности по переработке нефти, было 6 компаний из региона АТР: из списка, приведенного выше, выбыла компания Chinese Petroleum Corp. [234].

Особенно заметным был прирост мощностей по переработке нефти в АТР в 1994 г. – 38 млн т, в 1996 г. – 74,2 млн т, 1997 г. – 35,5 млн т, 1998 г. – 88,8 млн т. [224–232]. В 1998 г. число НПЗ увеличилось со 141 до 203. Наибольший прирост мощностей НПЗ пришелся на страны – «азиатские тигры»: Ю.Корею (фирмы Yukong Ltd., Hyundai Oil Refinery Co., LG-Caltex Oil Corp.), а также на Таиланд, Тайвань, Малайзию. В 1997 г. половина прироста пришлась на Китай (НПЗ в Маомине, Дайсяне, Ланьчжоу) и Малайзию. В 1998 г. мощности НПЗ в АТР возросли в Китае, Индонезии и Индии.

За последние 15 лет нефтеперерабатывающая промышленность в АТР пережила несколько циклов. В начале 90-х годов беспрецедентное расширение НПЗ привело к бурному росту потребления нефти и необходимости дополнительных производственных мощностей. Затем прирост потребления нефти заметно уменьшился из-за кризиса 1997 г., однако реализация многих проектов, начатых до кризиса, продолжалась и в результате введения объектов в эксплуатацию сложилась ситуация перепроизводства нефтепродуктов.

С 1995 г. по 2002 г. были введены в эксплуатацию мощности более чем 200 млн т/год, причем только в 2001–2002 гг. – 85 млн т/год. Благодаря оживлению спроса в 2003–2005 гг. коэффициенты использования мощностей в ряде стран АТР повысились до 90%.

В период 2003–2005 гг. было намечено сооружение установок по переработке нефти суммарной мощностью 200 млн т/год. Осуществление проектов зависело от политической стабильности в регионе, субсидий государств региона и настроений инвесторов.

Проекты, реализованные в период до 2000 г., были рассчитаны на рост спроса на нефтепродукты в регионе в размере 4,3% в год. Реально рост спроса составил 3,5% в год. Реализация всех запланированных проектов привела к тому, что мощности по переработке нефти и производству нефтепродуктов в АТР в 2000 г. соответствовали спросу 2005 г. По отдельным продуктам образовался даже избыток мощностей и перепроизводство продукции. Однако по ряду продуктов, таких как реактивное топливо, дизельное топливо, сохранится дефицит и потребуются их импорт.

В период 2005–2010 гг. также намечены многочисленные проекты реконструкции действующих и строительства новых НПЗ в АТР. В частности, предусматриваются проекты строительства новых НПЗ в Китае (компанией CNOOC в г. Хичжоу мощностью 12,3 млн т/год в 2008 г. стоимостью 2,1 млрд долл.; компанией Sinopec в 2007 г. в г. Циндао мощностью 10,3 млн т/год стоимостью 1,2 млрд долл.); Индии (завод совместной индийско-оманской компании Bharat Oman Refineries Ltd. в г. Бина, шт. Мадхья-Прадеш мощностью 6,25 млн т/год, пуск в 2007 г.); Индонезии (компанией Jambi Refining); на о. Тайвань (компанией Formosa Petrochemical, которая к своему недавно пущенному в г. Майляо заводу собирается в 2010 г. добавить новый НПЗ мощностью 30 млн т/год в г. Юньяне).

Кроме строительства новых НПЗ в АТР намечено осуществление ряда проектов расширения действующих НПЗ. Наиболее впечатляющим является проект расширения завода в г. Гуанчжоу на 8 млн т/год, которое планирует осуществить в 2008 г. совместно

китайская компания Фучжан Петрокемикл совместно с Saudi Aramco, запланировав на реализацию проекта 3,5 млрд долл. Крупные реконструкции намечены на НПЗ компаний Hindustan Petroleum в Индии, Pertamina в Индонезии, Attock Refinery Ltd. в Пакистане, LG Caltex и SK Corp. в Ю. Корее [234]. Основными факторами, влияющими на развитие нефтепереработки региона, являются:

- темпы роста спроса на нефтепродукты, зависящие, в свою очередь, от прогнозируемых параметров экономического развития стран региона;
- качественные характеристики нефтепродуктов, диктуемые ужесточением требований к охране окружающей среды;
- объемы поставок, качественные характеристики и цены исходной нефти;
- гибкость процессов переработки нефти и адаптивная способность отрасли откликаться на изменение конъюнктуры рынка.

Что касается роста спроса на нефтепродукты в регионе, то, согласно отчетным данным, в последние годы сохраняются высокие темпы роста. В частности, в целом по региону рост спроса на нефтепродукты в период 1986–1998 гг. составил 4,9%, в т.ч. по наиболее быстро развивающимся странам региона – 6,9%. В период 1999–2005 гг. ежегодный рост потребления нефтепродуктов в АТР составил 2,7%, в т.ч. в Китае – 8,8% [6]. По отдельным нефтепродуктам в этот период среднегодовые темпы роста спроса в целом по региону и по наиболее быстро развивающимся странам были (%): автобензину – 6,9 и 7,9; средним дистиллатам – 4,9 и 5,9; котельному топливу – 1,8 и 5,4 [291,292].

В период 1995–2005 гг. произошли изменения в структуре потребления нефтепродуктов в АТР (табл. 4.48).

Таблица 4.48

Структура потребления нефтепродуктов в АТР (%) [6, 293, 294]

Нефтепродукты	АТР		в том числе			
			Япония		Китай	
	1995 г.	2005 г.	1995 г.	2005 г.	1995 г.	2005 г.
Легкие дистиллаты	24,3	27,5	26,5	33,9	29,7	25,0
Средние дистиллаты	37,2	36,8	34,1	35,1	29,8	34,7
Котельное и печное топливо	21,4	14,7	19,6	13,0	20,0	12,9
Прочие нефтепродукты	17,1	21,0	19,8	18,0	20,5	27,4
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

В период 1995–2005 гг. в регионе отчетливо проявилась тенденция роста доли автобензина и снижение доли мазута. Особенно отчетливо эта тенденция проявилась в Японии. Активно происходящий рост автомобилизации в Китае также вскоре приведет к росту доли потребления бензина в общей структуре потребления нефтепродуктов. Снижение доли использования мазута вызвано заменой его более эффективными энергоносителями, прежде всего, природным газом.

По прогнозам консалтинговой компании FACTS (Гонолулу) потребление нефти в АТР в период 2006–2010 гг. будет расти темпом 3,3% в год, а в период 2011–2015 гг. – 2,7%, причем в Китае рост потребления нефти в период 2006–2010 гг. составит 5,5% в год. В период до 2015 г. в регионе наибольшие темпы роста ожидаются для автобензина и дизельного топлива (3,3–3,9%), авиакеросина и сжиженного нефтяного газа (4%), а рост потребления котельного топлива вряд ли превысит 1,4% в год [293, 294].

Характерной особенностью рынка нефтепродуктов АТР является усиление тенденции его либерализации. Абсолютные объемы жестко регулируемого рынка в 2000 г. практически сохранились на уровне 1995 г., а дерегулируемого (либерализованного) рынка возросли.

Рост доли нерегулируемого рынка объясняется тем, что наряду с традиционными долгосрочными контрактами в торговле нефтепродуктами все большее значение приобретают спотовые сделки, краткосрочные контракты. Несмотря на возможность в отдельные моменты времени иметь для продавцов пониженную выручку от реализации нефтепродуктов, в целом направление либерализации создает дополнительный потенциал

для развития рынка нефтепродуктов в регионе.

Что касается качества нефти, добываемой в регионе, а также поступаемой по импорту из ближневосточных стран, то оно будет ухудшаться за счет увеличения содержания серы.

Следует отметить, что возможности АТР восстановить баланс переработки более легких и менее сернистых нефтей ограничен. В 2005 г. из перерабатываемых в АТР нефтей 35% были легкие и малосернистые нефти, добываемые непосредственно в регионе, 55% составляли высокосернистые нефти из ближневосточных стран и 10% среднесернистые нефти из стран Северной Африки [295]. В перспективе ожидается увеличение поставок нефти из региона Ближнего Востока и это обстоятельство усугубит ситуацию в нефтеперерабатывающей промышленности стран АТР, вынуждая компании инвестировать значительные средства в конверсионные процессы. Могут частично поправить ситуацию поставки нефти и газового конденсата из России и Казахстана, хотя, по мнению экспертов эти поставки не окажут решающего влияния на баланс перерабатываемых нефтей.

Это обстоятельство, а также требования к качеству нефтепродуктов, обуславливают выбор технических решений, которые способствуют не только увеличению выхода целевой продукции переработки нефти, но улучшению ее качества, повышению гибкости предприятий и адаптивной способности нефтепереработчиков откликаться на рыночные колебания. Ниже будут рассмотрены особенности нефтеперерабатывающей промышленности Японии, стран – «азиатских тигров», азиатских гигантов – Китая и Индии, а также других стран региона.

Прибыльность в нефтеперерабатывающей промышленности стран АТР в 2004–2005 гг. возросла. Этому способствовали напряженность баланса спроса и предложения, более высокие коэффициенты использования мощности. Прибыльность заводов с углубленной схемой переработки, в частности, с наличием в их составе процесса гидрокрекинга составила в 2004 г. 2,4 долл./барр., в то время как в 2002 г. она бала 0,6 долл./барр. (а в 1999 г. НПЗ вообще были убыточны). Обращает на себя внимание тот факт, что даже в благоприятных условиях 2004–2005 гг. прибыльность заводов с простой технологической схемой практически была на нулевом уровне, т.е. заводы работали на уровне самоокупаемости [295].

Завершая вступительный раздел параграфа об азиатской нефтепереработке, можно согласиться с мнением, выдвигаемым в одной из редакционных статей журнала Oil and Gas Journal: будущее азиатского нефтяного рынка, включая рынок нефтепродуктов, является ключом к пониманию тенденций развития мирового нефтяного рынка.

4.2.2. Взгляд на японскую нефтепереработку

Японская нефтеперерабатывающая промышленность по мощности перерабатывающих заводов занимает четвертое место в мире после США, Китая и России, а по техническому уровню входит в число наиболее развитых отраслей этого профиля. Динамика мощностей японской переработки нефти приведена в табл.4.49.

Таблица 4.49

Динамика мощностей переработки нефти в Японии в 1993–2005 гг. (млн т/год) [224–234].

№№ п/п	Процессы	Мощности на 1.01. каждого года									
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2005
1	Прямая перегонка	240,5	242,3	243,0	249,5	248,3	253,0	250,0	248,1	238,3	233,6
2	Вакуумная дистилляция	82,0	83,3	78,6	81,0	80,9	82,8	82,6	82,6	82,1	82,6
3	Коксование	3,8	3,9	4,8	4,2	4,0	4,3	4,4	4,4	4,5	4,7
4	Каталитический крекинг	37,0	37,8	38,9	39,4	40,5	41,2	38,5	41,6	45,1	44,0
5	Каталитический риформинг	28,7	24,2	29,5	30,2	29,9	31,5	30,5	30,9	31,5	33,6
6	Каталитический гидрокрекинг	5,4	5,7	6,2	6,3	6,8	8,3	8,2	8,4	8,8	8,7
7	Каталитическая гидроочистка	86,8	96,8	99,5	105,7	118,1	114,8	123,8	} 213,0	} 220,3	} 219,6

№№ п/п	Процессы	Мощности на 1.01. каждого года									
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2005
8	Гидрообработка	91,1	85,3	92,1	99,7	90,4	102,4	87,5			
9	Алкилирование	2,0	2,2	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,2	2,2	2,8
10	Ароматизация и изомеризация	5,7	5,8	6,0	5,5	5,5	7,1	6,7	6,3	8,4	13,2
11	Производство масел	2,4	2,1	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,2	2,2	2,1
12	Производство битума	2,4	2,8	н.д.	2,7	4,8	4,9	5,8	5,8	5,5	6,0
13	Производство кокса	0,3	0,2	н.д.	0,6	1,2	0,8	0,7	0,7	0,2	0,2

Примечание. В табл. 4.39 мощности процессов 1 – 8 указаны в расчете на переработанное сырье, а процессов 9–13 – по выпуску конечной продукции

В период 1993–2000 гг. в нефтеперерабатывающей промышленности Японии наблюдается небольшой, но устойчивый рост мощностей по прямой перегонке нефти, каталитическому крекингу, риформингу, алкилированию. Заметным был рост мощностей по каталитическому гидрокрекингу – 6,5% в год, производству битума – 13,4%, производству кокса. – 13,5%. В период 2001–2005 гг. мощности по прямой перегонке снизились, но практически по всем процессам вторичной переработки возросли.

В период 1993–2000 гг. в нефтеперерабатывающей промышленности Японии наблюдался небольшой, но устойчивый рост мощностей по прямой перегонке нефти, каталитическому крекингу, риформингу, алкилированию. Заметным был рост мощностей по каталитическому гидрокрекингу – 6,5% в год, производству битума – 13,4%, производству кокса. – 13,5%. В период 2001–2005 гг. мощности по прямой перегонке снизились, но практически по всем процессам вторичной переработки возросли.

В Японии в настоящее время функционируют 31 НПЗ. За последние годы число НПЗ уменьшилось на 9 единиц. Средняя мощность японских НПЗ составила на конец 2005 г. 7,5 млн т/год, что уступает средней мощности российских НПЗ, но близко к уровню средней мощности американских и западноевропейских НПЗ.

Среди наиболее крупных японских НПЗ: заводы совместной компании Nippon Mitsubishi Petroleum Refining в г. Негиши (17,0 млн т/год); компании Toppec Corp. в Кавасаки – 14,8 млн т/год; Nippon Mitsubishi Petroleum Refining в г. Мицushima (12,5 млн т/год); Idemitsu Kosan в г. Итихара (10,5 млн т/год); Cosmo Oil в г. Тиба (11,4 млн т/год); Showa Yokkaichi Sekiyu в г. Йоккайти (11 млн т/год); Kashima Oil в г. Касима (8,6 млн т/год).

Наибольшими мощностями по переработке нефти в Японии владеет объединенная компания Nippon Mitsubishi Petroleum Refining, имеющая 6 заводов суммарной мощностью 57,9 млн т/год; второй по величине мощностей является Tonen/General Sekiyu Seisei, имеющая 4 НПЗ суммарной мощностью 31,5 млн т/год, третьей – компания Idemitsu Kosan, имеющая 4 НПЗ суммарной мощностью 30,4 млн т/год; четвертой является компания Cosmo Oil, имеющая НПЗ в гг. Тиба, Сакаи, Саккайде, Йоккайти суммарной мощностью 28,3 млн т/год. Ожидалось объединение компаний Nippon Mitsubishi Petroleum Refining и Cosmo Oil с образованием крупной по международным меркам компании (свыше 80 млн т/год), однако пока этого не произошло. Доля крупных компаний достигнет почти 80% японской нефтепереработки.

Из наиболее крупных новостроек, пуск которых ожидался в ближайшие годы, следует выделить установку каталитического крекинга фирмы Showa Yokkaichi в г. Йоккайти мощностью 2,5 млн т/год, каталитического гидрокрекинга фирмы Toppec Corp. в г. Кавасаки мощностью 1,25 млн т, две крупные установки гидрообессеривания фирм Showa Yokkaichi и Toho Oil Co. соответственно 2,0 и 2,25 млн т/год по лицензии компании Mitsubishi Heavy Industries, а также ряд установок по гидрообработке фракций прямой перегонки нефти мощностью 1–2 млн т/год. У компании Idemitsu Kosan в стадии инжиниринга находится установка вакуумной дистилляции мощностью 0,8 млн т/год [229–232]. На перспективу (2007 г.) намечен ввод установки гидроочистки мощностью 0,7 млн т/год на заводе компании Kyokuto Petroleum Industries Ltd. в г. Итихата.

Японская нефтеперерабатывающая промышленность характеризуется высокими

показателями глубины переработки и близкими к оптимальным показателями степени использования производственных мощностей. В табл.4.50 приведены данные по мощностям НПЗ, объемам переработки нефти, степени использования мощностей, глубине переработки и выпуску моторных топлив в Японии в 90-е годы и в период 2000–2005 гг.

Таблица 4.50

Характеристика нефтеперерабатывающей промышленности Японии в 90-е гг. и 2000–2005 гг. [264].

Показатели	Ед. изм.	1990 г.	1995 г.	1997 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2005 г.
Мощность НПЗ	млн т/год	216,5	243,0	248,3	255,5	251,5	240,5	236,0	226,0
Объем переработки	млн т/год	171,8	208,5	216,0	207,5	207,3	210,8	220,5	206,8
Степень использования мощностей	%	79,3	85,8	87,0	81,2	82,4	87,6	93,4	91,5
Глубина переработки	%	76,7	77,7	79,3	79,5	79,5	80,0	80,0	81,2
Выпуск									
Автобензина	млн т/год	31,1	37,5	39,4	41,5	41,5	41,8	43,6	43,0
дизельного топлива	млн т/год	49,0	62,6	64,0	60,9	60,9	60,0	62,4	57,5
реактивного топлива	млн т/год	3,5	6,1	7,2	8,2	8,2	8,3	8,6	7,5

Японская нефтеперерабатывающая промышленность, несмотря на свои масштабы и достаточно разветвленную технологическую структуру, не в состоянии полностью удовлетворить собственные потребности в ряде нефтепродуктов, что вызывает необходимость, помимо импорта нефти, ввозить дополнительно значительные объемы топлив, нефтехимического сырья и сжиженных газов.

Потребление нефтепродуктов в Японии в период 1999–2005 гг. постепенно, хотя и медленно, снижалось (табл. 4.51).

Таблица 4.51

Потребление нефтепродуктов в Японии в 1999–2005 гг., млн т [6, 280]

Показатели	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2005 г.
Валовое потребление всех нефтепродуктов	245,6	242,4	237,0	240,0
Из них:				
бензин	40,8	41,8	42,8	53,6
керосин (без реактивного топлива)	23,2	24,0	24,1	}94,0
реактивное топливо	9,8	9,4	9,4	
газойль и дизельное топливо	60,6	61,0	60,4	
мазут	31,3	30,7	28,6	34,9
пиролизное сырье для химии	34,9	34,8	33,9	
жидкие газы, этан и прочие	18,6	18,3	37,8	

Импорт нефтепродуктов в Японию в 2001 г. составил 47,1 млн т, в 2005 г. – 47,8 млн т; экспорт из Японии в 2001 г. – 4,7 млн т, в 2005 г. – 5,1 млн т; складские запасы на 1.1.2002 г. достигли 14,0 млн т [6, 280].

Анализ внутреннего рынка нефтепродуктов в Японии свидетельствует о несбалансированности спроса и возможностей нефтепереработки в период 90-х годов, хотя, по наиболее важным моторным топливам (автобензину, реактивному и дизельному топливу) спрос и предложение в целом сбалансированы. Это же можно сказать и о легком печном топливе.

Что же касается спроса на котельное топливо, нефть, легкие бензиновые фракции прямой перегонки, сжиженные газы (пропан, бутан), то возможности японской нефтепереработки явно не удовлетворяют внутренние потребности страны.

Дисбаланс ликвидируется, в основном, поставками нефтепродуктов, сжиженных газов и нефтехимического сырья из развивающихся стран Азиатско-Тихоокеанского региона, ближневосточных стран, а также из США и Австралии.

В течение 90-х гг. прирост мощностей первичной перегонки и ряда процессов вторичной переработки способствовали тому, что объемы выпуска моторных топлив возросли. Это позволило практически отказаться от их импорта. Однако растущий спрос в котельном топливе для нужд энергетики, нефти для нефтехимической промышленности, сжиженных газов для промышленности синтетического каучука и коммунально-бытового

сектора вынуждают сохранять на достаточно высоком уровне импорт этих нефтепродуктов. Существенное воздействие на состояние японского рынка нефтепродуктов оказало принятие в апреле 1995 г. закона о либерализации импорта нефтепродуктов.

Традиционно нефтеперерабатывающая промышленность была основным полем деятельности японских нефтяных компаний. Продукция японских НПЗ на протяжении многих лет была защищена высокими тарифами на ввоз в страну нефтепродуктов. Кроме этого, розничные торговцы не имели права закупать нефтепродукты за границей. Монополизм вкупе с торговыми барьерами позволял держать цены на нефтепродукты на достаточно высоком уровне. Однако к 1998 г. прибыльность нефтеперерабатывающих предприятий снизилась, а разразившийся финансовый кризис привел к заметному сокращению спроса на нефтепродукты. Предложение нефтепродуктов превышало спрос. Существенно повлияло на рост издержек и ужесточение требований к охране среды (за 5 лет с 1994 г. по 1998 г. японские нефтяные компании затратили 10 млрд. иен на снижение содержания серы и бензола в моторных топливах). Кризис вызвал волну слияний в нефтеперерабатывающей промышленности. Положение дел усугубил рост цен на нефть, начавшийся в 1999 г. В Японии ряд мелких, малорентабельных НПЗ был закрыт.

Чтобы приспособиться к новым реалиям бизнеса, японские нефтепромышленники энергично проводят реструктуризацию, сокращают численность обслуживающего и административного персонала, создают совместные предприятия, объединяют производственные, сбытовые, научно-исследовательские подразделения, осуществляют диверсификацию производства.

Существует практика обмена продукцией. Так, фирма Idemitsu Kosan, выпускающая автобензин с содержанием бензола 1%, обменивается продукцией с фирмой Nippon Mitsubishi Petroleum Refining, у которой содержание бензола в автобензине составляет 3% об. В результате удастся добиться содержания бензола в автобензине на уровне новых жестких стандартов.

Основные факторы, под влиянием которых будет проходить развитие японской нефтепереработки в перспективе, такие же, как и у их конкурентов в других странах, а именно:

- динамика и структура спроса на нефтепродукты, сжиженные газы, нефтехимическое сырье; соотношения спроса и предложения, ограничения по поставкам нефти, ее качество, динамика цен на нефть и нефтепродукты;
- дерегулирование рынка нефтепродуктов, развитие «спотовой» торговли нефтепродуктами;
- общенациональная политика энергосбережения;
- необходимость придания технологическим схемам действующих и вновь вводимых предприятий и установок по переработке нефти гибкости, возможности оперативно откликаться на изменения конъюнктуры на энергетическом рынке;
- достижение безопасности, простоты управления, комфортности управления на НПЗ, налаживание связей администрации нефтеперерабатывающих компаний с общественностью; повышение прибыльности производства и сбыта нефтепродуктов. В течение последних лет спрос на нефтепродукты в Японии остановился на уровне 240 млн т, однако в структуре потребления увеличивается доля светлых и сокращается доля тяжелых котельных топлив.

В период до 2010 г. потребность в светлых нефтепродуктах в Японии будет расти постоянно на уровне 1,7% в год. Этот показатель заметно уступает прогнозным показателям роста спроса на автобензин в Азиатско-Тихоокеанском регионе в период 1991–2000 гг. – 3,9% в год, а на дизельное топливо – 4,4% в год.

Небольшой, но устойчивый рост потребностей в моторных топливах в Японии является одним из важнейших факторов развития ее нефтепереработки.

Наряду с ростом спроса на моторные топлива, ожидается стабилизация и, по-видимому, сокращение спроса на котельное топливо.

Другой важной тенденцией развития нефтепереработки Японии является качество поступающей в страну нефти. В период до 2010 г. ожидается рост поставок из ближневосточных стран нефти с повышенным содержанием серы. Если в начале 90-х годов содержание серы в нефти, поступающей в Японию, составляло 1,2%, то к настоящему времени оно превысило 1,8%, а к 2010 г. ожидается на уровне 2,0%. Повышение содержания серы в нефти сопровождается также увеличением плотности нефти. Более плотная и сернистая нефть создает массу трудностей при ее переработке и облагораживании тяжелых остатков.

Между тем, требования к качеству моторных топлив и нефтепродуктов в Японии, как и в других странах, ужесточаются. В частности, средний уровень октанового числа автобензина составляет 92–93; содержание бензола не должно быть выше 2,6% об., серы – не более 26 ppm. В ближайшем будущем содержание бензола в автобензине должно быть понижено до 1% об., а октановое число увеличено с 93 пунктов до октанового числа премиального бензина.

Содержание серы в дизельном топливе по японским нормам составляло не более 0,15% вес, но уже в 1997 г. было снижено до 0,05% вес. Цетановое число составляет 59.

В 1998–1999 гг. многие спецификационные характеристики моторных топлив и нефтепродуктов были ужесточены, причем это коснулось не только продукции НПЗ, но и выбросов SO₂, CO₂, NO_x с нефтеперерабатывающих заводов.

Приспособление японских нефтепромышленников к ужесточающимся требованиям по охране окружающей среды, падению прибыльности и изменяющейся конъюнктуре в структуре потребляемых нефтепродуктов предполагается осуществить на действующих заводах за счет расширения мощностей каталитического крекинга, гидрокрекинга, гидрообработки, а также других мероприятий, направленных на улучшение качества выпускаемой продукции, удобства, безопасности эксплуатации, сокращения выбросов загрязнителей, производимых НПЗ и уходящих с нефтепродуктами. Особое внимание на действующих НПЗ должно быть уделено гидроочистке остаточных масел, отходов гидрокрекинга и каталитического крекинга.

В аналитическом обзоре консалтинговой компании FACTS (г. Гонолулу) сообщается, что нефтеперерабатывающие компании Японии добровольно и с опережением графика вкладывают средства в модернизацию оборудования и внедрение технологий, обеспечивающих снижение серы в моторном топливе до 10 ppm в 2007–2008 гг., причем в большинстве случаев это делается с целью выживания бизнеса, а не извлечения большой прибыли, так как инвестиции в природоохранные мероприятия не дают краткосрочные дивиденды [296].

В 2005 г. официально разрешенное содержание серы в автобензине составляет 30–50 ppm, давление насыщенных 72 Мпа, содержание ароматики 25–47%, бензола 1%, олефинов 33%, кислорода 1,3%. В 2007–2008 гг. содержание серы должно быть снижено до 10 ppm.

В Японии на долю премиального бензина (октановое число 100) приходится 19% от общего выпуска бензина. Отметим, что доля премиальных бензинов является ключевым фактором, определяющим прибыли нефтяных компаний, поскольку цена на премиальный бензин не менее чем на 10 иен/л дороже чем цена на регулярный бензин (октановое число – 90). Премиальный бензин с содержанием серы 10 ppm поставляется в зоны мегаполисов Токио, Нагоя, Осака. Регулярный бензин с содержанием серы 30–50 ppm, и даже 100 ppm поставляется на АЗС и пользуется спросом у потребителей, не желающих платить дополнительную цену.

Японским нефтепереработчикам достаточно трудно обеспечивать выпуск автобензина с содержанием серы 30 ppm и ниже, поскольку основным компонентом бензина является тяжелый бензин каталитического крекинга. На ряде заводов, что характерно именно для Японии, пытаются решать проблему уменьшения содержания серы в бензине путем гидроочистки бензина, а не сырья каталитического крекинга, как в ряде других стран.

Снижение содержания серы в дизельном топливе в Японии до уровня 50 ppm было

достигнуто в апреле 2003 г. с опережением намеченных сроков на полтора года. Готовится переход на содержание серы в дизтопливе на уровне 10 ppm, причем на большинстве НПЗ эта проблема решается путем реконструкции и только на нескольких заводах планируется ввод новых установок. По оценкам экспертов строительство установки гидроочистки для получения ультрачистого дизельного топлива обойдется владельцам НПЗ в 3–10 млрд иен (25–82 млн долл.) [296].

И все же истинно японский взгляд на проблему развития нефтеперерабатывающей промышленности в свете более жестких требований по охране окружающей среды заключается в разработке проекта НПЗ XXI века (REF-21), проекта, вобравшего в себя научно-технические достижения в области технологии нефтепереработки и охраны среды, а также воплощающего идеи интеграции переработки нефти, производства электроэнергии, выпуска нефтехимической продукции и принципа энергосбережения [297].

В Японии разработана интегрированная схема многоотраслевого комплекса, включающего в свой состав нефтепереработку, генерацию электроэнергии и производство материалов (цемента, алюминия, метанола, удобрений) [298]. Комплекс подобного типа (называемый авторами MIX) может состоять из НПЗ простой конфигурации (1,75 млн т/год), электростанции (400 Мвт) с газотурбинным генератором и цементного завода (1 млн т/год). На его сооружение потребуется 640 млн долл., а внутренняя норма доходности составит 15%. При раздельном функционировании объектов инвестиции составят 780 млн долл., а внутренняя норма доходности – 11%.

4.4.3. Нефтеперерабатывающая промышленность «азиатских тигров»

Наиболее мощной нефтеперерабатывающей промышленностью среди «азиатских тигров» обладает **Южная Корея**. На 1.01.2006 г. мощность 6 южнокорейских НПЗ достигла 128 млн т, средняя мощность весьма высока – 21,5 млн т/год. Глубина переработки в Ю. Корее невысокая: доля четырех ведущих процессов (каталитический крекинг, риформинг, гидрокрекинг, алкилирование) составляет 21,3%; доля гидроочистки – 41,5% от мощности по первичной перегонке. Степень комплексности (сложности) нефтепереработки в Ю. Корее также невысока – индекс Нельсона составляет около 4,0. Тем не менее южнокорейская нефтеперерабатывающая промышленность является наиболее прибыльной в регионе: прибыль в 1996–1997 гг. составляла 2,25 долл/барр, в 1998 г. возросла до 8 долл/барр, а в 1999 г. составила 5 долл/барр [299].

Высокой прибыльности южнокорейской нефтепереработки способствовали следующие факторы: крупные единичные мощности, дающие эффект «масштаба»; олигополистический характер рынка нефтепродуктов; слияния и альянсы; меры правительства по регулированию цен на нефть и нефтепродукты; привлечение иностранных инвестиций; практическое отсутствие внешней конкуренции.

Мощности по переработке нефти в Южной Корее существенно превосходили объем потребления нефтепродуктов в стране, составивший в 1998 г. 101,3 млн т [264], а в 2004 г. – 100 млн т [294].

Олигополистическая структура нефтеперерабатывающей промышленности и рынка нефтепродуктов в Южной Корее складывается из участия четырех крупных промышленных групп (Hyundai, LG-Caltex, S-Oil Corp., SK Corp.).

Одна из наиболее крупных южнокорейских промышленных компаний Hyundai, точнее ее нефтеперерабатывающее отделение Hyundai Oil Co. объединилась с компанией Hanwha Energy Co Ltd; лидер южнокорейской нефтепереработки компания SK Corp. (Yukong Ltd) заключила соглашение об альянсе с государственной компанией Саудовской Аравии Saudi Aramco. В свою очередь Saudi Aramco имеет 35% акций компании S-Oil Corp., филиала цементного гиганта Ssangyong Cement. Активным инвестором южнокорейской нефтеперерабатывающей промышленности является французский банк Paribas, инвестиционная компания International Petroleum Investment Co из Объединенных Арабских Эмиратов (ОАЭ) и др.

Среди 20 крупнейших НПЗ мира 3 корейских завода: компании SK Corp. в г. Ульсане (2-е место), LG-Caltex в Йосу (4-е место) и S-Oil Corp. В Онсане (8-е место). В 2005–2006 гг. должно быть закончено проектирование новых установок гидроочистки и алкилирования на заводе в Йосу, гидроочистки и риформинга в Ульсане.

Правительственная политика в отношении внутренних цен на нефть и нефтепродукты направлена не на прямое регулирование цен, а на изменение налоговых ставок.

Благоприятным фактором является также практическое отсутствие внешней конкуренции на южнокорейском рынке нефтепродуктов. Здесь, кроме поставок относительно недорогих нефтепродуктов из Китая, других внешних конкурентов замечено не было.

Несмотря на финансовый кризис и девальвацию национальной валюты вона в 1997–1998 гг., спрос на нефтепродукты, начиная с середины 1999 г., постоянно растет, что особенно важно для снятия пресса избытка нефтеперерабатывающих мощностей.

Нефтеперерабатывающая промышленность **Сингапура** развивалась в 90-е гг. достаточно динамично: мощности по переработке нефти в 1990 г. составили 50 млн т/год, 1995 г. – 63,7 млн т/год, 1998 г. – 62,8 млн т/год, 2002 г. – 62,9 млн т/год, 2005 г. – 66,8 млн т/год. Два сингапурских НПЗ принадлежат транснациональным нефтяным корпорациям Exxon, Mobil, Shell, один – сингапурской компании Singapore Petroleum Co. Ltd. [232].

Глубина переработки нефти в Сингапуре невысокая: удельный вес четырех ведущих процессов (каталитический крекинг, риформинг, гидрокрекинг, алкилирование) составляет лишь 23,7% по отношению к прямой перегонке, а доля процессов гидроочистки – 43,8%. В последние годы (1998–2005 гг.) о новых новостройках в Сингапуре ничего не было объявлено.

Мощности 4-х нефтеперерабатывающих заводов **Таиланда** на 1.1.2006 г. составляли 35,2 млн т/год [234]. Наиболее крупным является завод в г. Районг, принадлежащий транснациональной нефтяной корпорации Royal Dutch/Shell (64% акций) и таиландской государственной нефтяной компании Petroleum Authority of Thailand (36% акций). Было объявлено о введении нового НПЗ в окрестностях г. Районг, строительство которого осуществляет компания Star Petroleum Refining Co, являющаяся совместным предприятием (Caltex – 64%, Petroleum Authority of Thailand – 36%), однако в конце 2002 г. завод еще не начал работать. Намеченное объединение обоих заводов в Районге позволит, по расчетам экспертам, увеличить прибыль с современного уровня 0,5 долл/барр до 2,5 долл/барр. В конце 2006 г. должны быть закончены проектные работы по созданию крупного производства ароматических углеводородов в г. Рейонг.

Мощности четырех НПЗ на **о. Тайвань** составляли на 1.1.2006 г. 61,0 млн т/год. Три завода принадлежат государственной нефтяной компании Chinese Petroleum Corp., а один – компании Formosa Petrochemical Co. Глубина переработки здесь невысокая: доля четырех ведущих процессов (каталитический крекинг, риформинг, гидрокрекинг, алкилирование) достигает 26,7%, процессов гидроочистки – 40,8% от мощностей по первичной переработке нефти. На действующих заводах намечено ввести ряд новых установок, однако основной прирост мощностей и углубление переработки связаны с новым НПЗ компании Formosa Petrochemical Corp. в г. Майляо, находящемся в 150 км юго-западнее столицы острова Тайбея [300].

Планируемая мощность НПЗ – 22,5 млн т/год, но пока введено 7,5 млн т/год.. Строительство осуществляется в три стадии. Первая стадия была завершена в конце 1999 г., строительство второй и третьей было намечено на начало третьего тысячелетия. В число установок, реализованных в составе 1-ой фазы, вошли, кроме блока прямой перегонки: установка гидроочистки средних дистиллятов – 3,15 млн т/год, гидроочистки тяжелых остатков – 3,5 млн т/год, каталитического крекинга – 3,65 млн т/год, производство водорода – 290 тыс. т/год, МТБЭ – 225 тыс. т/год. В составе 2-ой фазы должны были войти установки: вакуумной дистилляции – 4 млн т/год, гидродесульфуризации вакуум-газойля – 2,6 млн т/год, замедленного коксования – 1,8 млн т/год. В составе 3-ей фазы была намечена

установка алкилирования мощностью 0,75 млн т/год. Общая стоимость проекта, в состав которого, кроме НПЗ с его инженерной инфраструктурой, должны войти также электростанция и новый морской порт, составляет 2,9 млрд долл. Коэффициент сложности (комплексности) строящегося НПЗ 6,0, что выше аналогичных показателей действующих НПЗ. Среди лицензиаров технологических установок – лучшие мировые компании. Экологические характеристики получаемых нефтепродуктов и нормативы эмиссии находятся на уровне современных мировых стандартов.

Об еще более грандиозном проекте было объявлено компанией Formosa Petrochemical Co., которая намерена в 2010 г. ввести новый гигантский НПЗ в г. Юньлин. Объявленная стоимость проекта – 3,72 млрд долл. [245].

Мощности нефтеперерабатывающей промышленности **Малайзии** достигли к 1.1.2006 г. 27,2 млн т/год. Глубина переработки невысока: доля четырех ведущих процессов (каталитического крекинга, риформинга, гидрокрекинга, алкилирования) – 22,6%, гидроочистки – 39,0% от мощностей по прямой перегонке нефти. Средняя мощность 6 НПЗ в Малайзии также невысока – 4,5 млн т/год. В Малайзии недавно завершено строительство еще одного НПЗ в г. Малакка. Строительство вела государственная нефтяная компания Petronas. Мощность НПЗ – 6,3 млн т/год; в состав НПЗ входят установки (млн т/год): вакуумной дистилляции – 3,1; каталитического риформинга – 1,3; замедленного коксования – 1,05; гидрокрекинга – 1,42; изомеризации – 0,45; гидроочистки легкой нефти – 0,75; гидроочистки керосина – 0,65; гидроочистки дизельных фракций – 1,75; получения серы – 0,073. Выход целевых продуктов НПЗ составляет (млн т/год): бензина – 1,48, керосина – 0,31, дизельного топлива – 2,46, котельного топлива – 0,46, сжиженных газов – 0,15, асфальта – 0,16, серы – 0,073. Планируется также введение новой установки по производству масел.

Октановое число получаемого на НПЗ неэтилированного бензина – 97 пунктов по исследовательскому методу, содержание серы в дизельном топливе, предназначенном для экспорта, – 0,015%, для внутреннего потребления – 0,05%. Котельное топливо, получаемое на НПЗ, двух сортов: низкосернистое и высокосернистое.

Транснациональная корпорация Royal Dutch/Shell, владеющая двумя НПЗ в Малайзии, намерена продать акции завода в Лутонге с тем, чтобы сконцентрировать свою деятельность на недавно реконструированном заводе в Порт-Диксоне.

Среди стран Азиатско-Тихоокеанского региона, имеющих развитую нефтепереработку, стоит отметить **Индонезию**. Мощности 8 НПЗ Индонезии на 1.1.2006 г. составили 49,6 млн т/год, причем все они принадлежат государственной компании Pertamina. Глубина переработки индонезийской нефтепереработки невелика: доля четырех ведущих процессов (каталитический крекинг, каталитический риформинг, гидрокрекинг, алкилирование) составила 31,3%. Компания Pertamina намеревается расширить НПЗ в г. Балонган на о. Калимантан. Осуществляются инжиниринговые работы по установке гидроочистки мощностью 2,6 млн т/год, каталитического риформинга – 1,25 тыс т/год и изомеризации – 0,9 млн т/год. Все установки будут использовать технологии американской компании UOP. Пуск был намечен на 2003 г. [244]. Стоимость установки гидроочистки – 15 млн долл. Однако пока намеченный проект не реализован. Среди других намеченных проектов – предложение индонезийской компании Jambi Refining Co. о создании нового НПЗ мощностью 5 млн т/год.

4.4.4. Нефтеперерабатывающая промышленность Китая и Индии

К азиатским гигантам относятся Китай и Индия, где население в каждой из стран превысило миллиард человек, а также Австралия, население которой относительно невелико, но которая по территории занимает целый континент.

В Китае нефтеперерабатывающая промышленность находится в руках двух государственных компаний Sinopec и China National Petroleum Corp. (CNPC), причем в рейтинге ведущих нефтяных компаний в области нефтепереработки Sinopec занимала в 2005 г. 4-е место, а CNPC – 9-е место. Небольшой НПЗ в г. Далянь имеет компания West Pacific Petrochemical. Динамика роста мощностей, объемов переработки нефти и потребления

нефтепродуктов в Китае приведены в табл.4.52. В настоящее время (на 1.1.2006 г.) в Китае работают 51 НПЗ.

Таблица 4.52

Мощности по переработке нефти, объемы переработки нефти и потребления нефтепродуктов в Китае в 90-е годы и 2000–2005 гг. [6, 234, 301]

Показатели	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2002	2005
Мощности, млн т/год	144,5	144,5	152,5	166,8	178,3	200,8	211,2	229,0	251,0	262,2	279,5	287,2	329,4
Объем переработки, млн т	107,8	114,0	121,2	128,5	127,5	135,5	142,5	154,3	161,0	183,6	209,6	220,5	287,4
Степень использования мощностей, %	74,6	78,9	79,5	77,0	71,5	67,5	67,5	67,4	64,1	70,0	75,0	76,8	87,2
Потребление нефтепродуктов, млн т/год	110,3	118,0	129,1	140,4	149,6	160,6	174,4	185,6	190,2	200,0	225,0	268,1	349,4

Китай имеет наилучшие в Азиатско-Тихоокеанском регионе перспективы темпов роста основных экономических показателей. В конце 90-х годов они составляли 7 % в год. В 1998 г. импорт нефти в страну составил 40 млн. т при потреблении около 200 млн. т, однако в общей структуре топливно-энергетического баланса страны нефть составляет около 10%. Согласно прогнозам экспертов импорт нефти для покрытия растущих потребностей нефтепереработки может составить 50 млн т в год к 2020 г., однако уже в 2002 г. импорт нефти в Китай достиг 69 млн т, а в 2005 г. – 127 млн т [6]. Китайское правительство с целью стимулирования собственной добычи и как реакция на рост цен с сентября 1999 г. установило квоту на импорт нефти и нефтепродуктов. Эта мера принята для поддержания отечественных нефтепереработчиков, не способных выдержать конкуренцию с иностранными поставщиками нефтепродуктов.

Темп роста потребления нефтепродуктов в Китае в период 1990–1998 гг. составил 7%, что отражает динамическую стратегию развития экономики Китая. Особенно энергичным был ввод новых мощностей в период 1997–1998 гг. Это обеспечило рост спроса в 1992–2002 г. на 6,6% в год, а в 2003–2005 гг. – 9,6% в год. Оценка реальности ввода новых мощностей повлияла на разницу в показателях суммарных мощностей китайской нефтеперерабатывающей промышленности по источникам [6] и [234]. Согласно данным журнала Oil and Gas Journal, мощности китайских НПЗ на 1.1.2006 г. составляли 312,3 млн т/год, средняя мощность НПЗ 6,1 млн т/год, доля углубляющих процессов (каталитического крекинга, риформинга, гидрокрекинга, алкилирования) – 13,0% к мощности по прямой перегонке нефти. Китайская нефтеперерабатывающая промышленность имеет низкий показатель комплексности (сложности) – 3,34. Самый мощный НПЗ Китая находится в Женхае (20,1 млн т/год). 7 НПЗ Китая из 51 имеют мощность более 10 млн т/год.

В период 2002–2005 гг. введены новые НПЗ: независимая компания Concord Oil and Petrochemicals Ltd ввела завод мощностью 16,0 млн т/год в Нинбо (пров. Чжецзян), а компания CNPC совместно с итальянской компанией AGIP Petroli – завод мощностью 6,0 млн т/год в Лингао (пров. Хайнань) [245].

Компания Guangzhou Petrochemical Corp. (дочерняя от Sinopec) расширила в г. Гуанчжоу (пров. Гуандун) НПЗ на 2,3 млн т/год, в т.ч. создала три установки гидроочистки мощностью 1 млн т/год каждая, а также установки каталитического риформинга мощностью 0,9 млн т/год. В этой же провинции создан еще один НПЗ в г. Маомин мощностью 6,6 млн т/год [262].

В Китае в области добычи и транспортировки нефти доминируют три государственные компании Sinopec, China National Petroleum Co. (CNPC) и China National Offshore Oil Corp. (CNOOC), интересы и доходы которых распределялись по географическому признаку. К 1998 г. доходы Sinopec составляли 72%, SNPC – 16%, остальные имели 12%. Однако нефтеперерабатывающие мощности в большей своей части находились под контролем

Sinorec. Существовало большое количество малых НПЗ. Такие факторы, как дисбаланс нефтедобывающих и перерабатывающих мощностей в составе ведущих компаний, наличие большого числа мелких малоэффективных НПЗ, а также существенное возрастание в структуре импортируемой нефти ее более высокосернистых сортов, потребовали провести реорганизацию нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, что и было сделано в 1998 г.

Основными моментами реформы было перераспределение активов между компаниями; модернизация, совершенствование и расширение действующих мощностей, приспособление их к возможности перерабатывать более сернистую ближневосточную нефть, доля которой постоянно возрастает; учет ужесточающихся требований к охране окружающей среды; вывод из эксплуатации небольших и малорентабельных НПЗ. Перераспределение активов привело не только к изменению структуры доходов (доля доходов Sinorec составила 53%, CNPC – 40%, прочих 7%), но и улучшилось снабжение НПЗ нефтью.

Список новостроек в китайской нефтеперерабатывающей промышленности, ежегодно публикуемый журналом Oil and Gas Journal, весьма внушительный [245]. На период 2005–2008 гг. намечено 25 проектов на 18 НПЗ. Наибольшее число проектируемых новых установок – это гидроочистка (6 проектов), гидрокрекинг (5), риформинг (4), производство водорода (3), замедленное коксование (2). Намечено создание трех новых НПЗ: компании CNOOC в Хичжоу мощностью 12,3 млн т/год стоимостью 2,1 млрд долл. (план ввода 2008 г.); компанией Sinorec в Циндао мощностью 10,3 млн т/год стоимостью 1,2 млрд долл. (план ввода 2007 г.); компанией Fujian Petrochemical совместно с Exxon Mobil Corp. и Saudi Aramco в Гуанчжоу мощностью 8,0 млн т/год стоимостью 3,5 млрд долл. (план ввода в 2008 г.).

Китайская нефтеперерабатывающая промышленность имеет несколько характерных признаков:

- незначительная доля крекинг-процессов (9,4% от первичной перегонки). Это ниже, чем в Японии (18,8%), чем в среднем по региону (16,6%) и особенно США (33,3%). Развитие крекинг-процессов, в первую очередь, каталитического крекинга имеет в Китае давнюю историю и обусловлена структурой спроса и переработкой отечественной нефти; отметим также, что в области каталитического крекинга и крекинга тяжелых остатков Китай имеет собственные технологические разработки;
- невысокая доля процесса каталитического риформинга – 2,5% к прямой перегонке, что значительно ниже, чем по региону (9,8%) и тем более в Японии – 14,4% и США – 20,5%.
- доля использования мощностей в Китае мала: в середине 90-х годов она составляла 65%, в 1999 г. поднялась до 70%, 2000 г. – до 75%, 2002 г. – до 77% и только в 2005 г. – до приемлемого уровня в 87%.
- китайская нефтеперерабатывающая промышленность в основном ориентирована на переработку малосернистой нефти; высокосернистая нефть может перерабатываться только на модернизированных действующих и на новых НПЗ.

Это обстоятельство отличает китайскую переработку нефти от аналогичной отрасли в Японии, Южной Корее и на о. Тайвань. Последнее обстоятельство имеет чрезвычайно важное значение, поскольку большинство стран региона являются крупнейшими потребителями высокосернистой ближневосточной нефти. Пока в Китае имеются мощности по переработке сернистой нефти в объеме 35 млн т/год, в т.ч. для высокосернистых (> 1,5% вес. серы) – 28 млн т/год. Компания Sinorec планирует ввести в строй не менее 50 млн т/год мощностей по переработке высокосернистой нефти. Намечен также рост мощностей гидроочистки. Несмотря на дороговизну в Китае все же были построены мощности по процессу каталитического гидрокрекинга (6,4 млн т/год). Мощности по гидрообессериванию тяжелых остатков в Китае развиты слабо. Китай является вторым после Японии по масштабам потребления нефтепродуктов в регионе, но заметно обгоняет многие страны мира по темпам прироста потребления.

В период 1985–1990 гг. темп роста потребления нефтепродуктов в Китае был на уровне 4,1%, в 1991–2000 гг. – 8,6%, в 2001–2005 гг. – 9,4%. На период 2006–2015 гг. ожидается на

уровне 7,6% [295, 301]. В период 1985–1990 гг. Китай был нетто-экспортером нефтепродуктов, но благодаря быстрому росту спроса в 90-е годы превратился в нетто-импортера.

Китаю необходима долгосрочная программа расширения и реконструкции нефтеперерабатывающей промышленности. Но главным фактором этого является не дефицит мощностей по первичной переработке нефти, их в Китае хватает, а необходимость увеличить масштабы переработки высокосернистой нефти и улучшения качества нефтепродуктов. В 2000 г. Китай импортировал из стран Ближнего Востока 36 млн т нефти. По прогнозу экспертов объем импорта ближневосточной нефти в Китай должен был составить в 2005 г. 50 млн т, 2010 г. – 80 млн т, 2015 г. – 105 млн т, однако фактически импорт нефти из стран ближневосточного региона уже превысил намечаемые на 2005 г. прогнозы.

Китайские государственные компании CNPC и Sinopec планировали до 2005 г. ввести дополнительные мощности по переработке нефти в объеме 35 млн т/год и предполагалось, что если все планы будут реализованы, мощности по переработке нефти в Китае составят в 2005 г. 310 млн т/год, в 2010 г. – 360 млн т/год, 2015 г. – 390 млн т/год. Фактически мощности на конец 2005 г. (312 млн т/год) оказались выше, чем по прогнозу. Нетто-импорт нефтепродуктов в 2010 г. не превысит 25 млн т, но все же будет выше по сравнению с аналогичным показателем 2000 г. (14,1 млн т). За счет роста производства нефтепродуктов (хотя и отстающего от роста спроса) в структуре импорта доля нефти будет возрастать, а нефтепродуктов – уменьшаться.

Большие планы имеет нефтеперерабатывающая промышленность **Индии**. В настоящее время (на 1.1.2006 г.) мощность 17 индийских НПЗ достигла 112,7 млн т/год. Глубина переработки на НПЗ Индии низкая: доля четырех углубляющих процессов составляет лишь 17,4, а гидроочистки – 10,0% от мощности по первичной перегонке нефти [232–234]. Коэффициент комплексности (сложности) на НПЗ Индии также очень низок – порядка 3. Все надежды на улучшение технико-экономических показателей индийской нефтеперерабатывающей промышленности связывают с намеченным строительством новых НПЗ.

В период 1998–2000 гг. были намечены проекты нового строительства и расширения мощностей действующих НПЗ. Среди новых проектов: 1) завод компании Bharat Oman Refining Ltd (совместное предприятие Bharat Petroleum и Oman Oil Co) – мощность 6,0 млн т/год, дислокация г. Бина (шт. Мадхья-Прадеш); 2) завод компании Essar Oil Ltd (при участии Saudi Aramco) – мощностью 10,5 млн т/год, дислокация – г. Вадиар (шт. Гуджарат); 3) завод компании Hindustan Petroleum Corp. (совместно с Saudi Aramco) – мощностью 6,0 млн т/год, дислокация – г. Бхатинда (шт. Андхра – Прадеш), ориентировочной стоимостью 2,5 млрд долл; 4) завод компании Indian Oil Corp. (совместно с Kuwait Petroleum Corp.) мощностью 1,4 млн т/год, дислокация г. Халдия; 5) завод компании Madras Refineries Ltd., мощностью 3,0 млн т/год, стоимостью 485 млн долл; 6) завод компании Mangalore Refining and Petrochemical (совместно с Kuwait Petroleum Corp., Saudi Aramco, Oman Oil Co, India Oil Co, Hindustan Petroleum Corp.) мощностью 9,0 млн т/год, дислокация – г. Мангапур (шт. Майсур); 7) Pennar Refineries Ltd., мощностью 6,0 млн т/год, дислокация г. Худдалур (шт. Майсур).

Планировали создание новых НПЗ компании Kochi Refinery Ltd в г. Амбаламугал (6 млн т/год, ввод 2004 г.); Nagarjuna в г. Куддалор (6,2 млн т/год, ввод 2002 г.); Reliance Industries Ltd. в г. Джамнагар (29,6 млн т/год). Компания Indian Oil Corp. заканчивает строительство завода мощностью 9 млн т/год в г. Парадин [228].

Современное состояние объявленных проектов следующее [302]. Три проекта реализованы. Это завод компании Reliance Petroleum Ltd. в г. Джамнагар, шт. Гуджарат. Во время строительства первоначальные планы менялись, поэтому современная мощность НПЗ составляет 27,0 млн т/год. Были введены в эксплуатацию заводы компании Indian Oil Corp. в г. Памипат, шт. Арайяна мощностью 6 млн т/год и компании Numaligarh Refinery Ltd.

(филиал Bharat Petroleum) в г. Голагхат, шт. Ассам мощностью 3 млн т/год.

Ряд проектов сдвинуты на более поздние сроки. Компания Essar Oil Ltd. планировала ввод нового НПЗ мощностью 10,5 млн т/год в г. Вадианар близ Джамнагара, шт. Гуджарат в конце 2001 г. (первоначально планировался ввод в 1998 г., затем был перенесен на 1999 г.). Часть акций этого предприятия предполагает купить Oman Oil Co. Однако проект пока не реализован.

Компания Bharat Petroleum Corp. Ltd. намечала ввод своего НПЗ мощностью 7 млн т/год в г. Султанпур, шт. Уттар-Прадеш в 2002 г. Проект пока не реализован. Отметим, что один из участников этого проекта компания Shell вышла из него еще в 1998 г.. Вторым проектом этой компании – НПЗ мощностью 6 млн т/год в г. Бина, шт. Мадхья-Прадеш был отложен на более поздний срок – 2004 г.. Из этого проекта вышла компания Oman Oil Co.

Компания Nagarjuna Oil Corp. планировала ввести НПЗ мощностью 5 млн т/год в г. Куддалор, шт. Тамил Наду в 2002 г. Проект еще не реализован. Отметим, что первоначально этот проект планировался компанией Shell в немецком городе Вёрт. Акции этого предприятия предполагает приобрести компания Indian Oil Corp. В свою очередь, компания Indian Oil Corp. отодвинула на 2004 г. реализацию проекта НПЗ мощностью 9 млн т/год в г. Пародии (шт. Орисса). Первоначально в состав консорциума, реализующего проект, входила компания Kuwait Petroleum Corp., но вышла из него в 1999 г. Этот проект также пока не реализован.

Компания Hindustan Petroleum Corp. также на более поздний срок (2004 г.) перенесла ввод НПЗ мощностью 9 млн т/год в г. Бхатинда (шт. Пенджаб). Акции этого предприятия предполагают купить компании Exxon Mobil Corp., Saudi Aramco и Total-Fina-Elf. Отложены проекты НПЗ компаний Hindustan Petroleum Corp. Ltd мощностью 6 млн т/год в Ратнагине (шт. Махараштра) и компании Indian Oil Corp. мощностью 8 млн т/год в Нагапаттинаме (шт. Тамил Наду).

Из перечисленных планов создания новых НПЗ к 1.1.2006 г. были реализованы проекты сооружения заводов компаний Mangalore Refinery в Мангануре (9,0 млн т/год), Kochi Refinery в Амбаламугале (7,6 млн т/год). Но все же выдающимся достижением индийской нефтеперерабатывающей промышленности следует считать ввод гигантского НПЗ компании Reliance Petroleum Ltd. в Джамнагаре (33 млн т/год).

Кроме строительства новых осуществляется модернизация и расширение действующих НПЗ. Компания Indian Oil Corp. в 2002 г. расширила мощности своего НПЗ в г. Койяли (шт. Гуджарат) с 6,9 до 9 млн т/год; компания Kochi Refineries расширила в 2003 г. НПЗ в г. Амбаламугал (шт. Керала) с 3,8 до 7,6 млн т/год; компания Chennai Refineries Ltd. в 2005 г. расширит завод близ Мадраса с 3,2 до 4,8 млн т/год (этот завод уже сейчас снабжает нефтепродуктами Южную Индию); компания Indian Oil Corp. строит: завод в Панипате (шт. Арайяна), пуск в 2005 г., а также увеличила мощность завода в г. Барауни (шт. Бихар) с 2,1 до 3,3 млн т/год [302].

Пуск завода – совместного предприятия индийской компании Bharat и оманской Oman Petroleum в г. Бине перенесен на 2007 г. Намечены реконструкции заводов компаний Hindustan Petroleum в Момбае и Визакапатнаме и Indian Oil Corp. Ltd. в Халдии, Панипате и Парадипе, а также компании Numaligarh Refinery в Ассаме.

Инвестиции в реконструкцию действующих и строительство новых НПЗ оценивались в 7–14 млрд долл. Ряд новых индийских НПЗ сооружают в комбинации с электростанциями, энергоносителем для которых является продукт газификации тяжелых остатков [303]. Обращает на себя внимание широкое участие в проектах индийских НПЗ нефтяных компаний ближневосточных стран, основных поставщиков нефти на индийские заводы. Практически во все технологические схемы вновь создаваемых, а также действующих НПЗ в Индии включены установки гидроочистки. В Индии с 1 апреля 1999 г. содержание серы в дизельном топливе снижено до 0,25% (раньше был 1,0%). Однако не следует упускать из вида, что по международным стандартам содержание серы в дизельном топливе не должно превышать 0,05%; для индийских НПЗ это пока недостижимо.

Потребление нефтепродуктов в Индии в 2004 г. превысило 100 млн т, в т.ч. доля бензина составила 40%, средних дистиллатов – 20%, котельного топлива – 15%, прочих нефтепродуктов – 25%.

В данный параграф включен также обзор нефтеперерабатывающей промышленности **Австралии**, которую по численности населения к гигантам никак не отнесешь, но поскольку эта страна занимает целый континент, по размеру территории ее можно зачислить в разряд гигантов.

Нефтеперерабатывающая промышленность **Австралии** достигла к 1.1.2006 г. суммарной мощности 35,0 млн т/год. Средняя мощность семи австралийских НПЗ – 5,0 млн т/год. По технологическому уровню близка к нефтепереработке Великобритании: удельный вес четырех углубляющих процессов (каталитический крекинг, риформинг, гидрокрекинг, алкилирование) – 61,5%, гидроочистки – 46,4%, коэффициент сложности (комплексности) – 6,5. Одна из крупнейших нефтеперерабатывающих компаний Австралии BP Australia Ltd. реконструирует свой НПЗ близ Брисбейна в юго-восточной части страны. Проект поддержан правительством, необходимые средства (250 млн долларов) выделяет компания BP Australia Ltd. В ближайшее время ожидается объединение НПЗ компании Mobil Oil Australia в Аделаиде и компании Shell Refining (Australia) Pty в Сиднее и Гилонге, что позволит увеличить прибыль нефтепереработчиков, испытывающих серьезную конкуренцию со стороны импортеров автобензина. В перспективе ожидается рост мощностей НПЗ до 50 млн т/год и существенное улучшение качества нефтепродуктов.

Кроме собственного континента австралийские компании простирают свои взоры и на соседние страны. В частности, австралийская компания Inter Oil Corp. планирует строительство НПЗ в Папуа – Новой Гвинее, стране, с которой в конце XIX века близко познакомился русский путешественник Н.Н.Миклухо-Маклай и никого, кроме дикарей, не встретил. Строительство НПЗ планируется в местечке Нэпа Нэпа на западном побережье страны близ порта Морсби Харбор [304]. Завод мощностью 1,6 млн т/год, включающий в свой состав установки риформинга, газоразделения, смешения для получения товарных бензинов, предполагалось ввести в эксплуатацию во второй половине 2002 г. Однако к 1.1.2006 г. завод не был введен. Товарная продукция завода (сжиженный газ, нефть, бензин, керосин, дизельное топливо, флотский мазут) после ввода НПЗ будет использоваться для собственных нужд и экспорта.

4.4.5. Качество нефтепродуктов в Азиатско-Тихоокеанском регионе

Что касается изменений спецификаций качества нефтепродуктов в соответствии с ужесточающимися требованиями охраны природы, то этот фактор для стран АТР приобретает весьма важное значение. Объясняется это общемировой тенденцией увеличения заботы о чистоте окружающей среды, результатами опыта развитых стран, добившихся в этом отношении успехов и имеющих достижения в области облагораживания топлив, а также тем, что борьба за улучшение окружающей среды имеет еще и политический аспект, принося государственным деятелям и промышленной элите стран региона политический капитал.

До конца века на рынке основных нефтепродуктов АТР преобладали продукты, качественные характеристики которых с точки зрения повышенных экологических требований недостаточны. В частности, высок удельный вес этилированного бензина. Лишь в Японии, Южной Корее, восточной части Австралии, в Новой Зеландии доля неэтилированного бензина находилась в интервале 90–100%. На о. Тайвань осуществляется программа вывода из обращения этилированного бензина. В Таиланде, приморской части Китая, на Филиппинах доля неэтилированного бензина составляла 50–90%. Малайзия, где доля неэтилированного бензина в 1999 г. составляла 30%, в 2000 г. полностью отказалась от свинцовых добавок к топливу. В Сингапуре доля этилированного бензина была снижена с 35% в 1997 г. до 10% в 2000 г. В Китае в 1999 г. в структуре выпускаемого бензина 44% составлял этилированный бензин, однако к 2000 г его доля сокращена до 20%, а содержание

свинца в нем снижено до $<0,1$ г/л. В Пекине, Шанхае, Гуаньчжоу разрешено использовать дизтопливо с содержанием серы 0,05%. В Индии в настоящее время еще потребляется этилированный бензин, но согласно намечаемой программе развития НПЗ было намечено к 2005 г. иметь 100%-ный уровень производства неэтилированных бензинов [305].

Наряду с деятельностью по уменьшению содержания соединений свинца, правительствами ряда стран региона проводится работа по ужесточению норм содержания в бензине ароматических соединений, в том числе наиболее опасного – бензола, снижению содержания серы, более жестким нормам по давлению насыщенных паров и выбросам летучих компонентов.

Ужесточаются требования к качеству дизельного топлива, занимающего наибольший удельный вес в структуре потребления моторных топлив в АТР. Основным качественным показателем дизельного топлива, к которому приковано внимание, – это содержание в нем серы. В настоящее время содержание серы в дизельном топливе в разных странах региона различное, но в среднем оно составляет 0,34%. Предполагается снижение содержания серы до 0,2%.

Нефтепереработчики Японии уже выпускают всё дизельное топливо с содержанием серы 0,05%, а в Токио действует лимит в 0,005% серы. В 2008 г. этот лимит будет ужесточен до 0,001%. Южнокорейские нефтепереработчики от выпуска дизельного топлива с содержанием серы 0,1% в настоящее время перешли на 100%-ный выпуск продукта с содержанием серы ниже 0,05%. Аналогичные планы имеются в Таиланде и на Тайване. В Индии, где доля высокосернистых дизельных топлив является преобладающей, разработана программа ускоренного улучшения качества этого продукта. Согласно этой программе с 1 апреля 1999 г. содержание серы в дизельном топливе установлено на уровне не выше 0,25%. Это, конечно, большой скачок, по сравнению с тем, что было раньше (1,0%), но явно не дотягивает до международной нормы 0,05%, что создает в будущем для индийских переработчиков массу трудностей.

Кроме показателя содержания серы, в ряде стран региона будет также регулироваться величина цетанового числа дизельного топлива.

Возможно, что изменение спецификаций на дизельное топливо для некоторых стран может привести к ситуации, когда новые требования не смогут быть выполнены. В этом случае в дополнение к указанным должны будут построены еще мощности по гидроочистке. Безусловно и то, что цены на дизельное топливо с улучшенными экологическими характеристиками возрастут.

Страны АТР имеют в настоящее время дефицит в котельном топливе, составлявший в 1996 г. порядка 20 млн т и постепенно возросший к 2002 г.. Импортируемый в район мазут отличается более высоким качеством, чем производимый в регионе. Пока требования к качеству котельного топлива невысоки. В структуре спроса котельного топлива по основным сферам (производство электроэнергии, внутреннее потребление на НПЗ, промышленное потребление, стратегический запас), преобладают потребители, не предъявляющие высоких требований к качеству мазута. Ожидается умеренный рост спроса на мазут. Вследствии этого, можно предположить, что в ближайшие годы на рынке котельных топлив АТР изменения в отношении качественных характеристик мазута не будут столь драматичны, как в отношении дизельного топлива.

В целом, если оценивать тенденции изменения качества нефтепродуктов в АТР, можно сказать, что многие страны региона взяли в качестве образца Японию и наметили достижение в перспективе сегодняшних японских стандартов.

В заключение можно констатировать, что в нефтеперерабатывающей промышленности и на рынках нефтепродуктов стран АТР произошли и будут в дальнейшем происходить заметные изменения, вызванные влиянием более жестких экологических требований к качеству нефтепродуктов. Производители, которые не поняли новой динамики требований к качеству продукции и не приняли соответствующих решений, рискуют лишиться достойного места на рынке нефтепродуктов.

В странах АТР, как и во всем мире, в деле повышения качества нефтепродуктов происходит революция, которую можно назвать «чистой революцией». Для большинства нефтепереработчиков региона, как это уже было для их коллег в развитых странах, необходимость улучшения качества нефтепродуктов в соответствии с требованиями по охране окружающей среды не прихоть, а экономическая реальность. Те, кто вовремя переориентирует производство на выпуск экологически более чистых продуктов, будет иметь успех в будущем. У таких производителей расширятся границы рынка, создадутся благоприятные возможности для экспорта, появится перспектива конкурировать с импортными нефтепродуктами. Многим нефтепереработчикам придется пойти на значительные капиталовложения, но это лучше, чем оказаться ни с чем после законодательного введения жестких экологических нормативов.

4.5. Развитие нефтеперерабатывающей промышленности в странах Ближнего и Среднего Востока

Нефтеперерабатывающая промышленность стран региона Ближнего и Среднего Востока¹ развивалась в последние годы достаточно энергично (табл.4.53).

Таблица 4.53

Характеристика нефтеперерабатывающей промышленности региона Ближнего и Среднего Востока на 1.1 каждого года [224–234]

Показатели	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2006
Число НПЗ	42	42	42	42	44	44	45	45	46	42
Мощность НПЗ, млн т/год, на 1.1. каждого года	252,6	263,9	265,9	271,1	283,1	289,1	297,4	299,6	315,9	351,6
Средняя мощность НПЗ, млн т/год	6,01	6,28	6,33	6,45	6,43	6,57	6,61	6,66	6,87	8,37
Доля в мировых мощностях, %	6,90	7,11	7,14	7,13	7,23	7,20	7,30	7,37	7,72	8,26

Мощности арабских НПЗ в конце 2000 г. составляли 300 млн.т/год.

Нефтепереработка стран Ближнего и Среднего Востока является неглубокой: суммарная доля вторичных процессов по отношению к мощностям первичной перегонки составила на 1.1.2003 г. 24,9%, а на 1.1.2006 г. – 22,8%. Степень сложности и комплексности НПЗ региона Ближнего и Среднего Востока также невысокая: индекс Нельсона составляет 4,2 (в целом по миру 5,9, в США – 9,5) [248]. В 1995 г. степень использования мощностей НПЗ составляла 87,1%, в 2005 г. – снизилась до 83,0%.

Ниже более подробно рассматривается нефтеперерабатывающая промышленность Ближнего Востока (Саудовской Аравии, Кувейта, ОАЭ, Бахрейна, Катара, Омана), стран, объединенных в организацию стран Залива GCC (Gulf Cooperation Council). Основные характеристики нефтепереработки в странах, где правят шейхи, приведены в табл.4.54.

Таблица 4.54

Мощности НПЗ в отдельных странах Ближнего Востока (на 1.1.2000 г. и на 1.1.2006 г. (млн т) [231, 234].

Страны	Число НПЗ		Мощность НПЗ		Мощности вторичных процессов*									
					КК		КР		ГК		Кокс		ГО	
	2000	2006	2000	2006	2000	2006	2000	2006	2000	2006	2000	2006	2000	2006
Саудовская Аравия	8	7	87,3	104,8	5,4	5,2	8,3	9,7	6,9	6,6	–	–	27,7	27,7
Кувейт	3	3	38,2	44,5	2,1	1,8	0,6	2,3	8,3	5,8	3,5	1,0	21,4	29,4
ОАЭ	4	5	22,2	39,1	1,0	1,7	0,6	1,3	1,6	1,6	–	–	6,5	7,9
Бахрейн	1	1	12,4	12,7	2,1	1,9	0,7	0,5	2,5	2,4	–	–	2,0	1,7
Катар	1	1	2,9	10,0	–	3,0	0,6	1,5	–	1,0	–	–	2,0	2,0
Оман	1	1	4,3	4,3	–	–	0,7	0,8	–	–	–	–	1,0	1,0
Итого	18	18	167,3	215,4	10,6	13,6	11,5	16,1	19,3	17,4	3,5	1,0	60,6	69,7

¹ в перечень стран региона входят: Саудовская Аравия, Кувейт, Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ), Бахрейн, Катар, Оман, Иран, Ирак, Сирия, Иордания, Йемен.

* КК – каталитический крекинг; КР – каталитический риформинг; ГК – гидрокрекинг; Кокс – коксование; ГО – гидроочистка.

Страны региона Ближнего Востока при численности населения, составляющей 1,5% населения мира, контролируют 43% мировых запасов нефти, добывают 22% всей нефти в мире. Мощности НПЗ региона на 1.1.2006 г. составляли 8,3% от мировых мощностей, причем по каталитическому крекингу всего 5,1% от мировых мощностей по этому процессу, каталитическому риформингу – 9,3%, по процессу гидрокрекинга – 8,4% [232].

Конверсионные мощности НПЗ стран региона составляют 22,8% от мощностей по прямой перегонке нефти, а мощности по гидроочистке – 29,2%. Индекс комплексности (Нельсона) НПЗ региона составлял в начале века 5,19, причем на заводах Кувейта он достигал 8,19 [248].

Средняя мощность НПЗ региона составляла на 1.1.2000 г. 7,3 млн т, средний выход бензина – 11,8%, нефти – 10,2%, керосина и реактивных топлив – 12,3%, газойля – 27,9%, мазута – 28,8%. На 1.1.2006 г. средняя мощность НПЗ составила 8,3 млн т/год, а выходы нефтепродуктов сохранились на уровне 2000 г.

В перечень 25 самых крупных в 2005 г. нефтегазовых компаний мира по мощностям нефтепереработки вошли: Saudi Aramco (Саудовская Аравия) – 10-я, National Iranian Oil Co. (Иран) – 14-я, Kuwait National Petroleum Co. – 19-ая. [234].

Среди 20 самых крупных в мире НПЗ в 2005 г. заводы компании Saudi Aramco Oil Co. в г. Рас-Танура, Рабиг и Янбу (соответственно 27,5, 20,0 и 20,0 млн т/год, занимают 7-е, 19-е и 20-е места, а завод компании Kuwait Petroleum Corp. в Мина-Аль-Ахмади (22,2 млн т/год) – 14-е место.

За период с 1980 г. мощности НПЗ региона возросли с 86,5 млн т/год до 160,7 млн т в 1997 г., в 2005 г. – до 351,6 млн т/год [234].

Значительная часть производимой на НПЗ Ближнего Востока продукции идет на экспорт. Экспортом можно считать заправку танкеров различных стран в портах Персидского залива и Красного моря. Однако достаточно быстро растет и внутренний спрос. В среднем за период 1970–2002 гг. прирост внутреннего спроса на нефтепродукты составлял 4,8 млн т/год; в последние годы прирост составил уже 5,2 млн т/год.

Экспорт нефтепродуктов из региона с 70 млн т в 1994 г. возрос до 95 млн т в 2000 г., 100 млн т в 2002 г. Предполагалось, что экспорт нефтепродуктов из региона составит в 2005 г. – 120 млн т., фактически он составил 119 млн т [6].

Характеристики основных НПЗ стран Ближнего Востока приведены ниже.

Старейшим заводом по переработке нефти в **Саудовской Аравии** является НПЗ в г. Рас-Таннура, расположенном на побережье Персидского залива. Завод, принадлежащий государственной компании Saudi Aramco, был построен в 1945 г., имел мощность 2,5 млн т/год. Модернизация завода была проведена в 80-е годы. В 1990 г. на заводе был грандиозный пожар. В 2002 г. мощность НПЗ достигла 15,0 млн т/год. Имеются установки вакуумной перегонки 6,8 млн т/год, каталитического риформинга 2,7 млн т/год, гидроочистки – 2,7 млн т/год, гидрокрекинга – 2,2 млн т/год. Выход автобензина на переработанную нефть составляет 11,3%, нефти – 6,6%, среднедистиллятных фракций – 8,5%, газойля – 30,2%, мазута – 35,8%. Разработана обширная программа модернизации, оцениваемая в 1 млрд долл. В состав вновь вводимых установок вошёл каталитический крекинг мощностью 2,0 млн т/год: расширяются мощности по гидроочистке [230, 306]. На 1.1.2006 г. мощность НПЗ в г. Рас-Танура достигла 27,5 млн т/год [234].

Вторым по срокам ввода заводом компании Saudi Aramco в Саудовской Аравии является НПЗ в г. Джидда, расположенный на побережье Красного моря. Пуск состоялся в 1968 г. Первоначальная мощность завода 3 млн т /год была в 1978 г. увеличена до 5 млн т/год. В настоящее время мощность НПЗ в г. Джидда составляет 4,3 млн т/год. В состав завода входят установки вакуумной перегонки мощностью 1,7 млн т/год, каталитического крекинга 0,7 млн т/год, каталитического риформинга – 0,15 млн т/год, гидрокрекинга – 0,5 млн т/год, гидроочистки – 0,15 млн т/год. Выход бензина на переработанную нефть

составляет 11,1%, нефти – 10,1%, газойля – 27,8%, мазута – 27,7%. Программой модернизации завода было предусмотрено расширение установки гидроочистки до 1,0 млн т/год с целью получения низкосернистых среднестиллятных фракций, однако пока эта программа не реализована [245, 306].

Завод компании Saudi Aramco, расположенный недалеко от столицы королевства Эль-Рияда, был пущен в 1975 г. и имеет в настоящее время мощность 6,0 млн т/год. Нефть на НПЗ поступает с месторождения Хураис по нефтепроводу длиной 140 км. На НПЗ имеются установки вакуумной дистилляции мощностью 2,6 млн т/год, каталитического риформинга 1,8 млн т/год, гидрокрекинга – 1,7 млн т/год, гидроочистки 1,7 млн т/год. Выход бензина на переработанную нефть составляет 28,9 %, среднестиллятных фракций – 9,2%, газойля – 35,3%. В настоящее время на заводе проведена реконструкция, которая завершилась в 2000 г. Основная цель реконструкции – улучшение качества автобензина [232, 306]. В 2006 г. должны быть закончены проектные работы по крупнейшей установке гидрокрекинга [245].

Еще один НПЗ компании Saudi Aramco в г.Янбу на побережье Красного моря был пущен в 1983 г. В настоящее время его мощность 11,8 млн т/год. Имеет установку каталитического риформинга мощностью 1,75 млн т/год и гидроочистки аналогичной мощности. Производит 1,2 млн т премиального автобензина, 2,85 млн т дизельного и 0,6 млн т реактивного топлива, а также 3,75 млн т котельного топлива и флотского мазута. В программе модернизации НПЗ – сооружение установки гидрокрекинга мощностью 2,0 млн т/год и изомеризации 0,35 млн т/год, а также расширение установки гидроочистки [232, 306].

В г. Янбу расположен также НПЗ, принадлежащий компаниям Saudi Aramco и Mobil (США). Этот целиком ориентированный на экспорт крупный НПЗ был построен в 1984 г. В настоящее время его мощность составляет 20,0 млн т/год. В составе НПЗ установки вакуумной дистилляции 7,1 млн т/год, термокрекинга – 2,3 млн т/год, каталитического крекинга – 4,5 млн т/год, каталитического риформинга – 2,3 млн т/год, гидроочистки – 3,7 млн т/год, алкилирования – 1,2 млн т/год, изомеризации – 1,0 млн т/год. Здесь же имеются крупные мощности по производству высокооктановой кислородсодержащей добавки к бензину – МТБЭ (800 тыс.т/год). Выход бензина на перерабатываемую нефть на НПЗ составляет 30,2%, средних дистиллятов – 12,5%, газойля – 26,4%, мазута – 22,9%. На заводе предусмотрено расширение установки гидроочистки на 4,8 млн т/год [232, 306], риформинга – 2,0 млн т/год, изомеризации – 0,75 млн т/год.

Крупный НПЗ компании Saudi Aramco в г.Рабиг на побережье Красного моря пущен в 1985 г., однако начал работать в 1990 г. Его мощность в настоящее время составляет 20,0 млн т/год. Имеет установку гидроочистки мощностью 1,75 млн т/год, риформинга 1,68 млн т/год, производит нефть, среднестиллятные фракции, котельное топливо. Программа обновления НПЗ началась в 1998 г. В программе – сооружение установок вакуумной дистилляции мощностью 8,6 млн т, каталитического риформинга – 2,75 млн т/год, висбрекинга – 3,15 млн т/год. Суммарная стоимость намечаемого расширения – 1,8 млрд долл. [269].

Крупный НПЗ в Саудовской Аравии, принадлежащий совместно компаниям Saudi Aramco и Shell, был пущен в 1985 г. в расположенном на берегу Персидского залива г.Эль-Джубейль, центре нефтехимической промышленности королевства. Мощность НПЗ – 15,2 млн т/год. В состав НПЗ входят установки вакуумной дистилляции мощностью 4,2 млн т/год, термокрекинга – 1,6 млн т/год, каталитического риформинга – 0,95 млн т/год, гидрокрекинга – 2,2 млн т/год, гидрооблагораживания тяжелых остатков – 2,45 млн т/год, гидроочистки – 0,95 млн т/год, получения ароматических углеводородов – 0,29 млн т/год. Выход бензина на переработанную нефть составляет 2,8%, нефти 15,3%, среднестиллятных фракций 15,6%, газойля 29%, мазута 28,4%. На заводе получают бензол, используемый на нефтехимических предприятиях государственного концерна SABIC. Здесь намечено строительство установок висбрекинга и термического крекинга с комбинированным энергетическим циклом [232, 269, 306], а также завершено строительство установки по производству МТБЭ мощностью 75 тыс.т/год [245].

В Саудовской Аравии имелся еще небольшой НПЗ компании Arabian Oil Co. в г.Рас-

Эль-Кафья мощностью 1,5 млн т. Завод был построен в 1966 г. Здесь нефть перерабатывалась в нефту, среднестиллятные фракции и котельное топливо, которые в основном экспортировались в Японию. Разрабатывались планы увеличения мощности завода до 9 млн т/год [232, 269], однако по экономическим соображениям завод был выведен из строя.

Все три НПЗ в **Кувейте** мощностью 44,5 млн т/год на 1.1.2006 г. принадлежат государственной компании Kuwait National Petroleum Co. До войны с Ираком считались одними из современных в мире. В их сооружение были вложены огромные средства.

Первым из построенных в Кувейте НПЗ является завод в г. Мина-Эль-Ахмади (пуск в 1949 г.). Первоначальная мощность – 2,25 млн т/год. К 1989 г. мощность достигла 18,5 млн т/год. Во время войны с Ираком завод был разрушен. В настоящее время полностью восстановлен. Мощность НПЗ – 22,1 млн т/год. В его состав входят установки вакуумной дистилляции 4,1 млн т/год, каталитического крекинга – 1,9 млн т/год, каталитического риформинга – 1,7 млн т/год, гидрокрекинга – 1,8 млн т/год, гидрооблагораживания тяжелых остатков 6,25 млн т/год, гидроочистки – 1,8 млн т/год. Выход бензина на переработанную нефть составляет 11%, нефти – 12%, среднестиллятных фракций 9%, газойля – 21%, мазута – 32%.

Программой реконструкции завода в Мина-Эль-Ахмади предусмотрено увеличение мощности каталитического крекинга до 5 млн т/год, строительство новой установки алкилирования мощностью 0,225 млн т/год, каталитической гидроочистки мощностью 3,5 млн т/год и производства МТБЭ мощностью 65 тыс.т/год [248, 269, 306].

С 1958 г. работает НПЗ в г. Мина-Абдулла. Первоначальная мощность завода, перерабатывающего тяжелую высокосернистую кувейтскую нефть, составляла 1,5 млн т/год. После войны в Персидском заливе завод перерабатывал 5 млн т нефти в год. К настоящему времени мощность увеличена до 12,7 млн т/год. В состав НПЗ входят установки гидрокрекинга мощностью 1,9 млн т/год, замедленного коксования 3,0 млн т/год, гидрооблагораживания тяжелых остатков 4,8 млн т/год. Выход нефти составляет 22% от переработанной нефти, среднестиллятных фракций – 26%, газойля – 32,0%, мазута – 6%. Производится также кокс [232, 306].

На заводе в Мина-Абдулла строится установка вакуумной дистилляции мощностью 1,5 млн т стоимостью 23 млн долл. Модернизация НПЗ направлена, в основном, на возможность получения низкосернистого котельного топлива для электростанций, предприятий тяжелой промышленности и непосредственно как топлива [234]. На НПЗ с целью улучшения экологических характеристик топлив в 2006 г. должно быть завершено строительство установки десульфуризации мощностью 0,9 млн т/год.

Завод в г. Эш-Шуайба, построенный в 1968 г., имел в свое время самую большую в мире установку гидроочистки. Завод был разрушен во время войны с Ираком, но в настоящее время восстановлен. Сегодняшняя мощность НПЗ в г.Эш-Шуайба – 9,5 млн т/год. Здесь имеется крупная установка гидрокрекинга 2 млн т/год, облагораживания высокосернистого газойля 2,1 млн т/год. Выход автобензина составляет 7% на перерабатываемую нефть, нефти – 14%, среднестиллятных фракций – 15%, газойля – 35%, мазута – 23% [104]. В районе Шуайба планируется в 2009 г. пустить в эксплуатацию новый НПЗ мощностью 21,6 млн т/год [234]. НПЗ Кувейта связаны между собой продуктопроводами и образуют интегрированный комплекс для обеспечения рынка.

В **Объединенных Арабских Эмиратах** имеется 5 НПЗ. Завод в г. Рувайс (эмират Абу-Даби) государственной компании Abu Dhabi National Oil Co., построенный в 1981 г., имеет мощность 7,3 млн т/год. В его составе установки: вакуумной дистилляции – 2,8 млн т/год, каталитического риформинга 0,85 млн т/год, гидрокрекинга 1,35 млн т/год, гидроочистки 2,0 млн т/год. Выход бензина составляет 12,4% на перерабатываемую нефть, нефти – 6,7%, среднестиллятных фракций – 21,6%, газойля – 37,7%, мазута – 13,4%. Проектировалось увеличение мощности НПЗ до 8 млн т/год, гидрокрекинга до 2,8 млн т/год. Вторым этапом реконструкции НПЗ в г. Рувайс было сооружение двух линий по переработке газового

конденсата суммарной мощностью около 7 млн т/год. Программа создания мощностей по переработке газового конденсата на НПЗ в г.Рувайс оценивается в 1,3 млрд долл.[232, 269, 306]. В настоящее время (на 1.1.2006 г.) мощность НПЗ составляет 17,5 млн т/год [234].

Поскольку глубина переработки на НПЗ в г. Рувайс низкая и качество нефтепродуктов невысокое, запланировано создание ряда новых установок, в частности, гидроочистки – 0,95, 0,6 и 0,75 млн т/год, изомеризации – 0,95 млн т/год [245].

Завод компании Abu Dhabi National Oil Co. в г. Умм-Эль-Нар построен в 1985 г. вместо старого завода, эксплуатировавшегося с середины 70-х годов. В настоящее время имеет мощность 7,5 млн т/год и включает в свой состав установки каталитического риформинга мощностью 0,63 млн т/год и гидроочистки 1,2 млн т/год. Выход бензина составляет 20,4% на перерабатываемую нефть, среднедистиллятных фракций – 9,4%, газойля – 29,4%, мазута – 36,2% [232, 306].

Третий кувейтский НПЗ фирмы Metro Oil Co. в г. Эль-Фуджайра (эмират Эль-Фуджайра) имеет мощность 4,5 млн т/год.

Четвертый завод компании Emirates National Oil Co. в г. Джебел-Али (эмират Дубай) имеет мощность 6 млн т/год. Имеется еще завод компании Sharjah Oil Refining Co., Ltd в Хамрияке Эмират Шарджа). Его мощность 3,6 млн т/год [232].

Старейшим в регионе является НПЗ в г.Ситра (**Бахрейн**), построенный еще до Второй мировой войны (1936 г.). В настоящее время 60% акций завода принадлежат государственной компании Bahrain Petroleum Co. и 40% – Caltex (США). Однако Caltex заявил о прекращении своей деятельности на этом заводе, поэтому он полностью перешел в государственную собственность Бахрейна. В настоящее время мощность НПЗ в г. Ситра составляет 12,7 млн т/год. В состав завода входят установки вакуумной дистилляции мощностью 4,5 млн т/год, каталитического крекинга мощностью 2,1 млн т/год, гидрокрекинга 2,43 млн т/год, термокрекинга 1,0 млн т/год, каталитического риформинга 0,75 млн т/год, гидроочистки 1,8 млн т/год. Выход бензина составляет 7,9% от перерабатываемой нефти, нефти – 10,8%, средних дистиллятов – 16,7%, газойля – 29,2%, мазута – 29,1%. Поскольку внутреннее потребление нефтепродуктов в Бахрейне незначительно (0,5 млн т/год), то основная продукция НПЗ (~12 млн т/год) отправляется на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. План реконструкции НПЗ в г. Ситра стал осуществляться в 1986 г. Основная идея реконструкции заключалась в снижении выпуска мазута и увеличении выхода высококачественного бензина. С этой целью планируется ввести новую установку риформинга мощностью 0,9 млн т/год и производство МТБЭ мощностью 37,5 тыс.т/год [232, 306]. Имелось намерение ввести в 2002 г. установку по гидроочистке дизельного топлива мощностью 3,5 млн т/год, однако этот проект пока не реализован.

В **Катаре** (г.Умм-Саид) имеется НПЗ фирмы National Oil Distribution Co. (дочерняя от государственной компании Qatar General Petroleum Corp.). Завод был построен в 60-е годы и имел первоначально мощность 0,65 млн т/год. В 1983 г. здесь была пущена вторая очередь завода мощностью 2,9 млн т/год, которая включает в себя установки каталитического риформинга мощностью 0,55 млн т/год, изомеризации 0,175 млн т/год, гидроочистки 2,0 млн т/год. Выход бензина составляет 21,9% на переработанную нефть, среднедистиллятных фракций – 10,3%, газойля – 33%, мазута – 28%.

В программе модернизации завода, осуществляемой совместно с немецкой компанией Lurgi AG и южнокорейской LG International, было предусмотрено увеличение мощности по прямой перегонке нефти на 25%, сооружение установки каталитического крекинга мощностью 1,0 млн т/год. Государственная компания Qatar General Petroleum Corp. организовала на заводе в Умм-Саиде переработку газового конденсата с гигантского месторождения Норт Филд (вместо того, чтобы экспортировать газовый конденсат). Мощность двух линий по переработке конденсата – 3,25 млн т/год. В составе объектов также установки гидроочистки мощностью 1 млн т/год, каталитического риформинга – 0,8 млн т/год и изомеризации – 0,87 млн т/год. Стоимость реконструкции – 800 млн долл. [232, 306,

307]. В конце 2005 г. мощность НПЗ в Умм-Саиде составляла 10 млн т/год [234].

В **Омане** имеется завод государственной компании Ministry of Petroleum and Minerals. Завод, расположенный в г. Мина-Эль-Фахал, был пущен в 1982 г. В настоящее время имеет мощность 4,2 млн т/год. Оператором завода является американская фирма Ashland Petroleum. В составе завода имеется установка каталитического риформинга мощностью 0,8 млн т/год, на которой получают неэтилированный бензин. Дальнейшее расширение завода сдерживается из-за ограниченности промышленной площадки, однако намечен ввод небольшой установки изомеризации. В перспективе в Омане проектируется создание еще одного НПЗ мощностью 2,5 млн т/год, сырьем для которого будет мазут с завода в Мина-Эль-Фахал. Ориентировочная стоимость нового НПЗ – 500 млн долл. [232, 269, 306].

Из всех перечисленных проектов реконструкции и расширения мощностей НПЗ наибольшее впечатление производит программа модернизации нефтеперерабатывающей отрасли Саудовской Аравии. Рассчитанная на 10–12 лет, эта программа суммарно оценивается в 16 млрд долл. В результате ее реализации предполагалось, что Саудовская Аравия станет одной из крупных нефтеперерабатывающих стран мира.

Однако ряд проектов по финансовым соображениям были отложены или реализуются с задержками. Тем не менее нефтегазовые компании ближневосточных стран готовы вкладывать деньги как в реализацию программы модернизации НПЗ на собственной территории, так и в приобретение активов нефтяных компаний других стран и строительство НПЗ в регионах, куда в наибольших размерах экспортируется их продукция – на индостанском полуострове и в странах Юго-Восточной Азии. В частности, компания Kuwait National Petroleum Co. собирается инвестировать средства в строительство НПЗ в Индии (шт. Орисса), совместно с индийской компанией Indian Oil Corp. (мощностью 9,2 млн т/год, стоимость 2,6 млрд долл). Она же подписала протокол о намерениях с Пакистаном о строительстве НПЗ. Компания Saudi Aramco инвестирует увеличение мощностей НПЗ на Филиппинах и в перспективе намечает создать СП по переработке нефти с Китаем, Индонезией и Японией [307, 308].

Нефтеперерабатывающая промышленность региона является экспортно-ориентированной.

Важнейшей проблемой для нефтепереработки региона, продиктованной соображениями экологии, является улучшение качества нефтепродуктов. Актуальнейшее значение имеет переход на выпуск неэтилированного бензина. До сравнительно недавнего времени практически весь бензин в странах Ближнего Востока выпускался в виде этилированного бензина. Хотя со временем степень содержания тетраэтилсвинца (ТЭС) в автобензине, выпускаемом НПЗ ближневосточных стран, снижалась, но отставание от требований времени было заметным. Стремление улучшить экологическую ситуацию в городах региона, а также рост требований к качеству моторных топлив в странах-импортерах вынуждают принимать меры по модернизации НПЗ, о которых было сказано выше. Лидером региона, как и в добыче нефти, является Саудовская Аравия.

Из других стран региона Ближнего и Среднего Востока значительными мощностями по переработке нефти обладает **Иран**. Здесь еще в 1912 г. был построен первый на Востоке нефтеперерабатывающий завод в г. Ибадан. Сейчас этот НПЗ входит в число крупнейших заводов мира (мощность 17,5 млн т/год), а иранская национальная нефтяная компания (НИОС) – владелец всех НПЗ – занимала в 2005 г. четырнадцатое место в мире. Суммарная мощность 9 иранских НПЗ – 72,6 млн т/год, средняя мощность – 8,1 млн т/год (на 1.1.2006 г.). Мощности установок вакуумной дистилляции – 28,0 млн т/год, термических процессов – 16,2 млн т/год, каталитического крекинга – 1,8 млн т/год, каталитического риформинга – 8,2 млн т/год, гидрокрекинга – 6,8 млн т/год, гидроочистки – 9 млн т/год. Заводы Ирана производят 0,9 млн т/год масел, 0,17 млн т/год серы. Удельный вес процессов каталитического крекинга, риформинга и гидрокрекинга – 23,2%, гидроочистки – всего 12,4% [232–234].

Нефтеперерабатывающая промышленность Ирана имеет обширные планы

реконструкции и развития. Компания NIOC планирует осуществить модернизацию и реконструкцию старейшего завода в Ибадане, а именно, расширить установку каталитического крекинга на 1,5 млн т/год, построить новые установки вакуумной дистилляции – 3,5 млн т/год, висбрекинга – 1,3 млн т/год, каталитического риформинга – 0,3 млн т/год. В 2003 г. планировался ввод нового НПЗ на о. Кешм. Предполагалось, что строительство этого НПЗ обойдется в 1 млрд долл., причем 30% должна была внести NIOC, 70% – иностранные инвесторы. Для улучшения качественных характеристик моторных топлив предполагается строительство установок гидроочистки моторных топлив, каталитического риформинга и изомеризации на НПЗ в Тегеране и Тебризе. Однако проекты еще не реализованы.

Компания PIDMCO в центре иранской нефтехимии г. Бандар-Аббасе планирует ввести ряд перерабатывающих мощностей (риформинг, гидроочистка, изомеризация, производство ароматических углеводородов) [262]. В 2005 г. были закончены проектные работы по сооружению установок каталитического риформинга и гидроочистки на заводе в г. Арак.

Нефтеперерабатывающая промышленность **Ирака** еще не оправилась от последствий операции «Буря в пустыне», последующих бомбардировок американской авиации, войны 2003 г., американского вторжения. Современная мощность 8 иракских НПЗ – 20,0 млн т/год. Имеются мощности по каталитическому риформингу – 4,1 млн т/год, гидрокрекингу – 3,9 млн т/год, гидроочистке – 14,2 млн т/год, производству масел – 0,5 млн т/год, битума – 0,3 млн т/год [232]. Однако эти данные характеризуют номинальные мощности.

Крупнейший иракский НПЗ расположен в г. Байджи, его мощность 15,5 млн т/год и здесь имеются небольшие мощности вторичных процессов. Два других НПЗ в Басре и Дауре имеют мощности соответственно 7,0 и 5,0 млн т/год. Остальные НПЗ – мелкие. В 2002 г. на иракских НПЗ было произведено 4,8 млн т автобензина, 7,5 млн т средних дистиллятов, 2,2 млн т асфальта, 9,0 млн т котельного топлива [310]. Сведений о современном состоянии иракских НПЗ нет. По-видимому, состояние иракских НПЗ вызывает тревогу. В этой связи понятно стремление инженерной части американских войск в Ираке соорудить в 2009 г. новый НПЗ мощностью 12,5 млн т/год [245].

Страны Ближнего Востока из простого источника добычи и экспорта нефти и газа превращаются в источник экспорта высококачественных нефтепродуктов и продукции нефтехимического синтеза. Почти каждая страна этого региона теперь имеет свою нефтеперерабатывающую промышленность, часто интегрированную с другими отраслями промышленности, в частности, с газоперерабатывающей промышленностью, производством электроэнергии или нефтехимической промышленностью.

Нефтеперерабатывающая промышленность стран этого региона успешно удовлетворяет внутренний спрос на моторные топлива и конкурирует на заморских рынках.

4.6. Нефтеперерабатывающая промышленность Африки

Африканский континент не обделен запасами нефти и газа. Доказанные запасы нефти составляли в 2005 г. около 15,2 млрд т, а природного газа – 14,4 трлн куб.м. Наиболее крупными нефтегазодобывающими странами в Африке являются Алжир (добыча нефти в 2005 г. – 86,5 млн т., природного газа – 87,8 млрд куб.м), Египет (добыча нефти 33,9 млн т, природного газа 34,7 млрд м³), Ливия (добыча нефти – 80,1 млн т, природного газа – 11,7 млрд м³), Нигерия (добыча нефти – 125,4 млн т, природного газа – 21,8 млрд м³), Ангола (добыча нефти – 61,2 млн т). Суммарная добыча нефти в Африке составила в 2005 г. 467,1 млн т, природного газа – 163,0 млрд м³. Примерно 74% нефти и 55% природного газа (в т.ч. в виде сжиженного) экспортируется [6].

Несмотря на благоприятные сырьевые возможности, нефтеперерабатывающая промышленность Африки в последние годы развивалась медленно, о чем свидетельствуют данные в табл. 4.55.

Таблица 4.55

Сведения о нефтеперерабатывающей промышленности Африки в период 1994–2006 гг.
(мощности на 1.1 каждого года, млн т/год) [224–234]

№№	Показатели	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2006
1.	Мощность НПЗ	143,0	141,3	141,2	142,4	146,0	150,3	152,2	163,3	160,6	161,5
2.	Число НПЗ	46	45	45	45	44	44	45	46	45	45
3.	Средняя мощность НПЗ	3,1	3,1	3,1	3,1	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6
4.	Мощности по процессам:										
	Вакуумная дистилляция	23,2	23,8	23,3	23,1	24,9	24,5	23,5	23,0	24,6	25,7
	Каталитический крекинг	9,0	9,2	9,0	9,0	9,7	10,4	9,9	9,9	10,1	10,5
	Каталитический риформинг	14,8	14,1	14,3	14,8	16,0	16,7	17,9	16,4	16,6	23,8
	Каталитический гидрокрекинг	1,2	2,0	2,0	2,0	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	3,1
	Каталитическое гидрооблагораживание	5,6	7,4	7,2	6,6	6,7	6,8	6,4	6,5	н.д.	45,3
	Производство кокса	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,6

Африканская нефтепереработка характеризуется самыми низкими в мире показателями средней мощности НПЗ, удельного веса вторичных процессов к мощностям по первичной перегонке, сложности и комплексности процессов перегонки, измеряемыми индексами (коэффициентами) Нельсона. В частности, средняя мощность НПЗ на африканском континенте составляла 3,6 млн т/год, в среднем по миру – 6,43 млн т/год; удельный вес вторичных и облагораживающих процессов (каталитического крекинга, риформинга, гидрокрекинга, гидрооблагораживания) к мощностям по первичной перегонке составил в Африке 51,2%, в среднем по миру 85,8%; индекс Нельсона для африканской переработки 3,5, в среднем по миру больше 6,0.

Мощности нефтеперерабатывающих заводов по странам африканского континента показаны в табл.4.56.

Таблица 4.56

Мощности по переработке в странах африканского континента (на 1.1.2006 г, млн т/год) [234]

№№ п/п	Страна	Число НПЗ	Мощность НПЗ	ВП*	КОКС*	ТК*	КК*	КР*	ГК*	ГО*
1	Алжир	4	25,1	0,5	–	–	–	4,5	–	4,1
2	Ангола	1	2,0	0,1	–	–	–	0,1	–	0,3
3	Берег Слоновой Кости	1	3,2	1,3				0,7	0,7	1,8
4	Габон	1	0,9	–	–	0,4	–	0,1	–	0,2
5	Гана	1	2,3	–	–	–	0,7	2,3	–	–
6	Египет	9	36,3	4,8	2,0	–	–	3,1	1,7	10,4
7	Заир	1	0,9	–	–	–	–	0,2	–	0,2
8	Замбия	1	1,2	0,1	–	–	–	0,3	–	1,0
9	Камерун	1	2,1	–	–	–	–	0,4	–	1,0
10	Кения	1	4,3	–	–	–	–	0,4	–	1,8
11	Либерия	1	0,8	0,1	–	–	–	0,1	–	–
12	Ливия	5	19,0	0,4	–	–	–	1,0	–	2,2
13	Марокко	2	7,7	1,3	–	–	0,2	1,2	–	1,8
14	Нигерия	4	21,9	6,2	–	–	4,1	3,6	–	5,5
15	Республика Конго	1	1,0	0,4				0,1	0,1	0,1
16	Сенегал	1	1,4	0,4	–	–	–	0,1	–	0,1
17	Судан	3	6,1	–	–	–	–	0,1	–	0,4
18	Сьерра-Леоне	1	0,5							
19	Сомали	1	0,5	–	–	–	–	–	–	–
20	Тунис	1	1,7	–	–	–	–	0,3	–	–
21	Эритрея	1	0,7	0,1	–	–	–	0,1	–	0,2
22	Южноафриканская республика	4	25,2	10,2		3,1	5,4	4,7	0,6	14,7
23	Танзания	1	0,7	–	–	0,1	–	0,1	–	0,2
	ИТОГО	45	162,9	25,9	2,0	3,6	10,4	23,5	3,1	46,0

* ВП – вакуумная перегонка; КОКС – коксование; ТК – термкрекинг; КК – каталитический крекинг; КР – каталитический риформинг; ГК – гидрокрекинг; ГО – гидроочистка и гидрооблагораживание

Как видно из табл.4.56, наибольшие мощности по переработке нефти имеют нефтедобывающие страны (Алжир, Египет, Ливия, Нигерия), а также наиболее развитая страна Африки – ЮАР. Технологическая структура нефтепереработки в Африке примитивная: прямая перегонка – вакуумная дистилляция – гидроочистка фракций – каталитический риформинг.

Наиболее крупными НПЗ на африканском континенте можно считать:

- завод фирмы Sonatrach в Скикда (Алжир). Его мощность 15,0 млн т/год. На заводе имеются установки вакуумной дистилляции – 0,2 млн т/год, каталитического риформинга – 3,0 млн т/год, гидроочистки – 2,7 млн т/год;
- завод фирмы Cairo Petroleum Refining в г. Мостород (Египет) мощностью 7,1 млн т/год. Глубина переработки на этом заводе чрезвычайно низкая: имеются мощности по каталитическому риформингу – 0,2 млн т/год и гидроочистке – 0,2 млн т/год;
- завод в Ливии фирмы Ras Lanuf в Рас-Лануфе мощностью 11 млн т/год и фирмы Assawija Oil Refining близ Бенгази мощностью 6,0 млн т/год. Последний включает в свой состав установки вакуумной дистилляции – 0,4 млн т/год, каталитического риформинга – 0,6 млн т/год и гидроочистки – 0,8 млн т/год.
- завод фирмы Samir в Мухаммадия (Марокко) мощностью 6,3 млн т/год, в состав которого входят установки вакуумной дистилляции – 0,9 млн т/год, каталитического риформинга – 1,1 млн т/год, гидроочистки – 1,1 млн т/год, производства масел – 120 тыс.т / год и битума – 280 тыс.т/год;
- заводы в ЮАР фирм Shell и British Petroleum в Дурбане мощностью 8,6 млн т/год и фирмы Caltex Oil в Кейптауне мощностью 5,6 млн т/год. Оба завода имеют довольно развитую технологическую структуру переработки нефти. На первом имеются мощности по вакуумной дистилляции – 3,5 млн т/год, термическому крекингу – 1,5 млн т/год, каталитическому крекингу – 1,65 млн т/год, каталитическому риформингу – 1,5 млн т/год, гидроочистке суммарной мощностью 6,4 млн т/год и алкилированию – 150 тыс.т/год; на втором – установки вакуумной дистилляции – 2,8 млн т/год, термокрекинга – 0,6 млн т/год, каталитического крекинга – 1,25 млн т/год, каталитического риформинга – 0,8 млн т/год, гидроочистки – 1,2 млн т/год, полимеризации – 100 тыс.т/год, изомеризации. В ЮАР имеется также НПЗ фирмы Engen близ Дурбана мощностью 5,2 млн т/год. Фирма Engen Petroleum Ltd. владеет в г. Дурбан НПЗ мощностью 7,8 млн т/год и 1350 автозаправочными станциями в ЮАР, Ботсване, Лесото и Свазиленде. Кроме нефтеперерабатывающих заводов в ЮАР работают предприятия фирмы Sasol по производству синтетических жидких топлив (СЖТ) из угля в гг. Сасолбург и Секунда суммарной мощностью 7,5 млн т/год и фирмы Mossgas из природного газа в г. Моссель-Бей – 2,25 млн т/год [311].

Как видно из представленных в табл. 4.56 данных, на большинстве НПЗ африканского континента используются несложные технологические схемы, обеспечивающие получение нефтепродуктов с качественными характеристиками, не соответствующими современным экологическим требованиям. Выпускаемые на таких НПЗ бензины имеют примеси тетраэтилсвинца; дизельные, реактивные и котельные топлива – повышенное содержание серы. Лишь отдельные заводы, прежде всего в ЮАР, имеют в своем составе процессы, обеспечивающие улучшение качества нефтепродуктов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, алкилирование, изомеризация). Следует также отметить, что получаемое в ЮАР из природного газа синтетическое жидкое топливо практически не содержит серы и имеет чрезвычайно низкую концентрацию ароматических углеводородов, что ставит этот вид топлива в число экологически чистых.

Резюмируя вышесказанное можно отметить, что политика улучшения качества нефтепродуктов с учетом требований по охране окружающей среды, активно проводимая во многих странах мира, пока миновала африканский континент (кроме ЮАР). Однако в стадии проектирования, инжиниринга или строительства находятся несколько установок на действующих заводах или новые НПЗ, в технологических схемах которых закладываются

решения, обеспечивающие повышение качества нефтепродуктов с учетом требований по охране окружающей среды.

В период 2005–2008 гг. в Африке намечено строительство новых и реконструкция действующих НПЗ [245]. В Нигерии в 2006 г. должно быть закончено строительство нового НПЗ компании Amakre International Refineries Ltd. в г. Экет. Мощность завода 0,6 млн т/год, предполагаемая стоимость строительства 65 млн долл. По сути дела, это мини-НПЗ с несложной схемой (прямая перегонка, риформинг и гидроочистка). Небольшой НПЗ планируется в Судане (мощность 150 тыс. т/год). Достаточно крупный завод намечен к строительству в Судане. Мощность завода 5 млн т/год, стоимость строительства оценивается в 1,2 млрд долл., предполагаемый пуск в 2008 г.

Реконструкция намечена на НПЗ ЮАР. В частности, на заводе компании Caltex Oil South Africa Ltd. в г. Дурбан планировался ввод в 2005 г. установок гидроочистки и производства водорода. Компания South African Petroleum в г. Дурбан должна была ввести в 2005 г. установки риформинга и гидроочистки, а в 2006 г. – изомеризации. Заботится о качестве своей продукции и компания Sasol, которая на своем заводе в г. Сасолбург ввела установку гидроочистки синтетических жидких топлив, получаемых из угля. В Марокко на заводе в г. Мохаммедия планируется ввод новых установок (прямая перегонка, вакуумная дистилляция, гидрокрекинг, гидроочистка, производство водорода, висбрекинг). Ввод намечен на 2008 г., стоимость расширения НПЗ – 0,5 млрд долл.

Наиболее амбициозные планы по созданию НПЗ имеет ангольская компания Sonangol, которая совместно с французской компанией Technip планирует в 2007 г. построить крупный НПЗ (стоимость строительства 2 млрд долл., доля Sonangol – 20%, Technip – 80%).

Сообщается и о серьезных намерениях Египта по совершенствованию своей нефтеперерабатывающей промышленности [312]. По расчетам представителей египетских нефтеперерабатывающих заводов, они должны истратить в ближайшие пять лет 8 млрд долл., чтобы продукция египетской нефтепереработки соответствовала современным экологическим требованиям. Пока лишь продукция НПЗ частной компании Middle East Oil Refinery в г. Александрия соответствует требованиям ЕС. Специалисты отрасли считают, что им должны быть предоставлены лучшие финансовые условия, снижены таможенные пошлины на иностранное оборудование, поддерживался диалог между производителями и потребителями о стабилизации цен.

4.7. Нефтеперерабатывающая промышленность южноамериканских стран

Нефтеперерабатывающая промышленность Южной Америки и стран Карибского бассейна, находившаяся многие годы в состоянии застоя, в последнее время развивается более энергично. Некоторые общие характеристики нефтепереработки региона приведены в табл.4.57.

Таблица 4.57

Мощности нефтеперерабатывающей промышленности стран Южной Америки и Карибского бассейна в период 1994–2005 гг. (млн т/год) * [224–234]

Показатели	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2005
Число НПЗ (единиц)	76	76	74	77	76	72	72	70	69	66
Мощности НПЗ	299,1	291,6	295,0	296,6	319,8	313,5	322,4	333,8	332,5	330,5
Средняя мощность НПЗ	3,94	3,84	4,0	3,85	4,20	4,35	4,48	4,77	4,82	5,0
Мощности:										
Вакуумная перегонка	122,1	122,6	125,6	122,8	122,2	126,5	142,4	140,8	140,0	140,0
Каталитический крекинг	56,4	54,2	59,1	59,6	63,8	63,9	66,2	64,8	67,7	65,0
Каталитический риформинг	13,7	13,6	14,8	16,6	19,3	17,2	17,2	17,3	18,0	21,3
Гидрокрекинг	4,4	4,6	5,2	5,2	3,3	5,6	5,6	8,5	8,7	7,0
Гидрооблагораживание	9,6	7,9	7,9	7,9	15,0	15,8	20,8	н.д.	н.д.	95,6

* Данные представлены по следующим странам региона: Аргентина, Аруба, Боливия, Бразилия, Венесуэла, Виргинские острова, Гватемала, Гондурас, Доминиканская республика, Колумбия, Коста-Рика, Куба, Мартиника, Нидерландские Антилы, Никарагуа, Панама, Парагвай, Перу, Пуэрто-Рико, Сальвадор, Тринидад и Тобаго, Уругвай, Чили, Эквадор, Ямайка. По международной классификации Мексика относится к региону Северной Америки. н.д. – нет данных

В составе крупнейших нефтегазовых компаний мира в последние годы устойчивое пятое–шестое место по объемам переработки нефти занимает Венесуэльская государственная компания Petroleos de Venezuela SA (PdVSA), двенадцатое – бразильская государственная компания Petroleo Brasileiro (Petrobras), восемнадцатое – испано-аргентинская Repsol-YPF.

Среди крупнейших в мире НПЗ следует назвать завод компании Paraguana Refining Center (дочерняя фирма PdVSA) в г. Худибана, шт. Фалькон (Венесуэла). Его мощность составила на 1.1.2006 г. 47 млн т/год. Это – самый крупный НПЗ в мире. В первую десятку крупнейших в мире НПЗ входит также завод в г. Сент-Круа на Виргинских островах, принадлежащий компании Novensa LLC совместной фирме Hess Oil Virgin Islands, дочерней от Amerada Hess, США и венесуэльской государственной компании PdVSA. Мощность этого НПЗ – 24,8 млн т/год (10-е место).

Нефтеперерабатывающая промышленность стран Южной Америки и Карибского бассейна является неглубокой. Известный индекс Нельсона, показывающий степень сложности и комплексности переработки, для этого региона равен 5,0 (в целом по миру 6,0; в США – более 10) [248]. Удельный вес процессов каталитического крекинга, каталитического риформинга, гидрокрекинга составил в 2005 г. по региону 28,2% от мощностей по первичной переработке, гидроочистки – 28,7%, в то время как в среднем по мировой нефтепереработке доля углубляющих процессов – 35,5, гидроочистки – 53,8%, а в странах Северной Америки соответственно 59,9% и 72,7%. Удельный вес мощностей НПЗ региона в суммарных мировых мощностях 7,8% [234]. Динамика мощностей, объемов переработки нефти и потребления нефтепродуктов в регионе в период 1990–2005 гг. представлена в табл. 4.58.

Таблица 4.58

Мощности, объемы переработки нефти и потребления нефтепродуктов в Южной и Центральной Америки в 90-е гг. и 2000–2005 гг. [6]

Показатели	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	о о	2005
Мощности, млн т/год	299,3	303,8	307,0	305,5	304,5	310,5	307,3	327,8	323,3	319,3	324,5	326,9	330,5
Объем переработки нефти, млн т	240,0	233,3	236,8	241,8	245,8	240,0	244,8	261,8	268,3	282,0	276,3	253,2	275,1
Степень использования мощностей, %	80,2	76,8	77,1	79,1	80,7	77,3	79,7	79,9	83,0	88,3	85,1	77,4	83,2
Потребление нефтепродуктов, млн т	166,6	168,9	176,2	179,2	187,1	194,8	203,3	211,8	216,7	218,8	218,7	229,5	238,8

Развивающиеся страны Южной и Центральной Америки в соответствии с ростом экономики наращивали потребление нефтепродуктов: темп роста в регионе составил в период 1990–1999 гг. 3,3% в год, а в 2000–2005 гг. замедлился до 0,5% в год. Нефтеперерабатывающая промышленность региона в 90-е годы и 2000–2005 гг. испытывала состояние застоя. Ежегодный темп роста мощностей по переработке нефти был в период 1990–1999 гг. всего 1%, а объемы переработки росли в среднем на 1,4% в год, а в период 2000–2005 гг. составили соответственно 0,7% и 0,6%. Во многом это связано с тем, что мощности НПЗ существенно превосходили потребление нефтепродуктов. Даже при достаточно высоком импорте нефтепродуктов, степень использования мощностей в 90-е годы практически ни разу не превысила 80%. Тем не менее, несмотря на относительную насыщенность мощностями по переработке, а также на множественные риски, регион получал инвестиции. Первый этап технического перевооружения нефтеперерабатывающей промышленности региона был осуществлен в 1994–1997 гг. и выразился в приросте мощностей по прямой перегонке, каталитическому крекингу, каталитическому риформингу, коксованию, гидрооблагораживанию. Во многих странах региона намечена программа реконструкции и расширения действующих НПЗ. Цель программы: организация переработки тяжелой сернистой нефти, поставки которой на НПЗ региона будут возрастать; обеспечение растущего внутреннего рынка нефтепродуктами приемлемых экологических характеристик; увеличение выпуска моторных топлив, отвечающих строгим международным стандартам,

для внутреннего потребления и для экспорта на огромный рынок США.

В программах модернизации нефтеперерабатывающей промышленности региона в основном значатся реконструкции действующих заводов. Среди наиболее впечатляющих программ – расширение заводов бразильской компании Petrobras в Кубатао, Каноасе, Матарипе, Паулиньу в Бразилии; аргентинской компании YPFSA в Ла-Плата, Лухан-де-Суйо; чилийской компании Rafinerie de Petroleo в Конконе; колумбийской компании Escopetrole в Барранкабермейя; эквадорской компании Petroindustrial в Эсмеральдасе; венесуэльского государственного концерна PdVSA в Кардоне [Худибана], Пуэрто-ла-Круз, Эль-Палито.

В программах реконструкции, кроме расширения мощностей по прямой перегонке нефти, намечены проекты модернизации действующих и создания новых установок по выпуску моторных топлив и нефтепродуктов с улучшенными экологическими характеристиками. Проектов создания новых НПЗ был всего один: фирма Petrobras вложила 1,5 млрд долл в создание в 2000 г. НПЗ мощностью 9,5 млн т/год в шт. Парана [313].

Характеристика нефтеперерабатывающей промышленности отдельных стран региона приведена в табл. 4.59.

Таблица 4.59
Мощности НПЗ стран региона Южной Америки и Карибского бассейна в 2005 г. [234]

млн т/год

Страны	Число НПЗ	Мощность НПЗ	Мощности по процессам, млн т/год							
			Вак.	Кокс.	ТК	КК	КР	ГК	ГО	Алк.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12
1. Аргентина	10	31,2	12,3	5,1	1,9	7,0	2,9	0,9	7,7	0,2
2. Аруба	1	13,5	7,1	3,3	1,6	–	–	–	11,0	–
3. Боливия	2	2,4	0,1	–	–	–	0,7	–	0,7	–
4. Бразилия	13	95,4	40,5	5,8	0,5	25,2	1,2	–	15,7	0,3
5. Чили	3	11,6	4,3	0,7	0,7	2,5	1,3	2,5	–	0,05
6. Колумбия	5	14,3	7,0	–	2,6	4,5	–	–	2,0	0,10
7. Коста-Рика	1	1,2	–	–	0,3	–	0,1	–	0,1	–
8. Куба	4	15,1	3,8	–	–	0,7	1,0	–	2,8	–
9. Доминик. Республика	2	2,4					0,4		1,0	
10. Эквадор	3	8,8	2,2	–	1,5	0,9	0,6	–	1,2	–
11. Сальвадор	1	1,1	0,1	–	–	–	0,6	–	0,8	–
12. Ямайка	1	1,8	0,1	–	–	–	0,2	–	1,2	–
13. Мартиника	1	0,8	–	–	–	–	0,1	–	0,7	–
14. Нидерландские Антилы	1	16,0	9,8		4,0	2,5	1,0		6,0	0,5
15. Никарагуа	1	1,0	0,1	–	–	–	0,2	–	0,8	–
16. Парагвай	1	0,4	–	–	–	–	–	–	–	–
17. Перу	6	9,6	3,0	–	–	1,6	0,1	–	0,1	–
18. Пуэрто-Рико	1	3,7	1,7				1,0	1,0	1,0	
19. Тринидад и Тобаго	1	8,8	6,0		1,6	1,3	1,0	2,5	2,0	0,005
20. Уругвай	1	2,5	1,3	–	0,4	0,6	0,1	–	1,1	–
21. Венесуэла	5	64,1	29,3	7,2	–	11,6	2,5	–	19,5	3,3
22. Виргинские острова	1	24,8	10,8	2,9	4,0	6,5	6,3		21,0	0,7
23. Суринам	1	0,4	0,4	–	0,2	–	–	–	–	–
Итого	66	330,5	139,5	25,0	19,3	64,9	21,3	6,9	96,5	5,2

Обозначения: Вак. – вакуумная дистилляция; кокс – замедленное коксование; ТК – термокрекинг (висбрекинг); КК – каталитический крекинг; КР – каталитический риформинг; ГК – гидрокрекинг; ГО – гидроочистка и гидрооблагораживание тяжелых остатков; Алк – алкилирование, полимеризация, изомеризация

Более подробно рассмотрено состояние нефтеперерабатывающей промышленности и решение экологических проблем в тех странах региона, где отрасль получила наибольшее развитие, а именно, в Бразилии, Венесуэле, Аргентине.

Основными особенностями развития нефтеперерабатывающей промышленности **Венесуэлы** являются: переработка тяжелой сернистой венесуэльской нефти; опережающее производство среднестиллатных фракций как отклик на повышенные темпы роста потребления дизельных топлив; ориентация не на строительство новых, а на реконструкцию действующих НПЗ с целью улучшения качества выпускаемых моторных топлив (неэтилированных бензинов для внутреннего потребления и реформулированных бензинов для экспорта в США). В венесуэльской нефтеперерабатывающей промышленности полное господство государственной компании *Petroleos de Venezuela SA (PdVSA)*, имеющей мощности по переработке нефти как непосредственно на территории Венесуэлы, так и в других странах, в частности, в США, на о.Кюрасао, на Виргинских островах.

Большая реконструкция была начата в середине 90-х годов на крупнейшем нефтеперерабатывающем заводе Венесуэлы и мира в г. Кардон на берегу Венесуэльского залива. Проведенная реконструкция завода, названная **PARC** (*Proyecto de Adecuacion de la Refineria Cardon*), оценивалась в 2,5 млрд долл. Её цель – достижение международных требований по качеству нефтепродуктов, конкретнее, переход на выпуск полностью неэтилированных бензинов для обеспечения внутренних потребностей страны, экспорта в другие страны региона, а также производство реформулированного бензина для экспорта в США [313].

Мощность завода в Кардоне – 47 млн т/год, представлены установки вакуумной дистилляции, коксования, каталитического крекинга, риформинга, гидроочистки, алкилирования, производства масел, битума, оксигенатов.

В Венесуэле была осуществлена реконструкция и других заводов, в частности, в Эль-Палито ввод в 2003 г. установок прямой перегонки мощностью 5 млн т/год, вакуумной дистилляции мощностью 2,25 млн т/год и гидрокрекинга мощностью 2,25 млн т/год; здесь завершается строительство установки замедленного коксования мощностью 6 млн т/год [266]. В настоящее время (на 1.1.2006 г.) мощность НПЗ в Эль-Палито составляет 6,4 млн т/год. На НПЗ в Пуэрто-ла Круз введена установка прямой перегонки мощностью 5 млн т/год, что позволило увеличить мощность завода до 10 млн т/год. Установка каталитического риформинга мощностью 1,8 млн т/год, которая должна была войти в строй еще в 2001 г., пока не введена. Также пока не вступили в строй установки вакуумной дистилляции мощностью 4,0 млн т/год, гидроочистки дизельного топлива мощностью 3,3 млн т/год, гидрокрекинга мощностью 2,25 млн т/год, изомеризации мощностью 1,1 млн т/год. Все эти новостройки должны были быть введены в действие в 2003 г. В г. Хозе компанией *Sincor Project* был намечен ввод гидрокрекинга мощностью 3,6 млн т/год и двух установок гидроочистки мощностью соответственно 4,1 и 1,25 млн т/год. Ввод нового НПЗ мощностью 12,4 млн т/год был намечен на 2004 г. компанией *Petrolere Ameriven* в г. Хозе. В составе проектируемого завода планировались установки гидрокрекинга мощностью 2,9 млн т/год, замедленного коксования мощностью 3,1 млн т/год, гидроочистки мощностью 3,0 млн т/год и аминовой очистки мощностью 6,5 млн т/год [262, 268, 269]. Однако пока сообщений о вводе этих установок не было. Более того, компания *PdVSA* объявила о строительстве в 2010 г. еще трех новых НПЗ в гг. Карпито, Баринас и Кабрута суммарной мощностью 25 млн т/год [245].

Второй страной региона, где предприняты значительные усилия по улучшению качества моторных топлив, в первую очередь автобензина, является **Аргентина**. Основные мощности НПЗ в Аргентине контролируется государственной компанией *Yacimientos Petroliferos Fiscales SA (YPFSA)* – 16,7 млн т/год. Сравнительно недавно аргентинская компания *YPFSA* объединилась с испанской *Repsol SA*, что безусловно усилило возможности аргентинской компании в деле реорганизации НПЗ. Сильны позиции в нефтеперерабатывающей промышленности Аргентины транснациональных корпораций. Имеются НПЗ фирм *Shell* и *Esso*. Наиболее крупные заводы страны – НПЗ фирмы *YPFSA* в Ла-Плата (мощность 9,5 млн т/год) и Лухан де Суйо, пров. Мендоса (мощность 5,3 млн т/год). Именно здесь в 80-е гг. была проведена реконструкция, стоившая 800 млн. долл и

позволившая выпускать регулярный бензин с октановым числом по исследовательскому методу 85 и бензин «супер» с октановым числом 95–96 [314].

Самым старым заводом на южноамериканском континенте (работает с 1925 г.) и самым большим в Аргентине является завод фирмы YPFSA в Ла-Плата. В результате реконструкции, имевшей целью уменьшить выход побочных продуктов, улучшить качество товарных нефтепродуктов и провести ряд мероприятий по улучшению экологии и техники безопасности, НПЗ в Ла-Плата превратился в современный завод, имеющий широкий набор процессов (каталитический крекинг, каталитический риформинг, коксование, гидроочистка нефти, реактивного и дизельного топлива, изомеризация, переработка тяжелых остатков (деасфальтизация). Выход автобензина на заводе составляет 45,7%, керосина и реактивного топлива – 8,4%, дизельного топлива – 29,1%, мазута – 5%, прочих нефтепродуктов – 9,6%. На НПЗ с 1994 г. весь автобензин выпускается в виде неэтилированного бензина, а после ввода установки по производству МТБЭ (40 тыс. т) часть бензина выпускается в виде реформулированного бензина.

На другом заводе фирмы YPFSA, в Лухан де Суйо, пров. Мендоса, мощностью 5,3 млн т/год, имеется достаточно представительный набор установок (вакуумной дистилляции – 3,3 млн т/год, каталитического риформинга – 0,6 млн т/год, замедленного коксования – 2,0 млн т/год, гидрокрекинга – 0,9 млн т/год, каталитического крекинга – 1,15 млн т/год, гидроочистки дизельных топлив – 0,95 млн т/год). Существенное улучшение качества выпускаемых автобензинов было достигнуто после пуска в 1996-1997 гг. установки алкилирования (по лицензии фирмы Phillips Petroleum) и изомеризации (HYDRISOM-процесс), каждая из которых имеет мощность 0,125 млн т/год. Благодаря вводу этих установок завод в Лухан де Суйо стал выпускать неэтилированный бензин, соответствующий международным стандартам (высокооктановый, с пониженным содержанием ароматики). В частности, произведенный на НПЗ регулярный бензин (октановое число 87) практически полностью состоит из бензинов риформинга и каталитического крекинга; бензины сортов «супер» и «ультра супер» с октановыми числами соответственно 95 и 97 имеют добавки алкилата и изомеризата. На НПЗ несколько дней в году выпускается авиабензин (для малой авиации) с октановым числом 100. Если раньше в такой бензин добавляли тетраэтилсвинец (ТЭС), то после ввода установок алкилирования и изомеризации удалось получать авиабензин без примесей соединений свинца. Установка по производству ТЭС была демонтирована. В настоящее время 85–90% продукции с заводов фирмы YPFSA идет на внутренний рынок Аргентины, а остальное – на рынки других южноамериканских стран (Уругвай, Перу, Чили) [315].

Наибольшие мощности по переработке в регионе имеет **Бразилия**. Из 13 бразильских НПЗ четыре имеют мощность свыше 10 млн т/год, т.е. их можно отнести к крупным. Практически вся нефтепереработка Бразилии контролируется государственной компанией Petroleo Brasileiro (Petrobras). На большинстве заводов Бразилии намечена реконструкция и модернизация. В составе намечаемых проектов – реконструкция, расширение и ввод новых установок коксования, каталитического крекинга, гидроочистки, а также прямой и вакуумной перегонки на действующих заводах. Стоимость намечаемых проектов – 1,5 млрд долл. Кроме этого, введен новый НПЗ мощностью 9,5 млн т/год на северо-востоке страны в шт. Парана. Строительство этого НПЗ стоимостью 1,5 млрд долл компания Petrobras осуществляла совместно с японскими фирмами.

Программа реконструкции бразильских НПЗ осуществляется компанией Petrobras по плану, разработанному еще в 1994 г. [316]. Необходимость разработки подобного плана была вызвана увеличением в составе перерабатываемого сырья тяжелой и сернистой нефти местных месторождений, низкой прибыльностью действующих НПЗ, необходимостью совершенствования технологии и приспособления ее к переработке этого сырья, более жесткими требованиями к качеству нефтепродуктов. Согласно программе, в период 1996–2002 гг. для модернизации бразильской нефтеперерабатывающей промышленности было израсходовано 1 млрд долл. В рамках программы разработаны оригинальные модификации

таких процессов, как каталитический крекинг, замедленное коксование, термокрекинг, гидрооблагораживание. Компания *Petroleo Brasileiro* (*Petrobras*) наметила на период до 2010 г. массовую реконструкцию на своих НПЗ в гг. Араукана (шт. Парана), Бетим (шт. Минас Жераис), Каноас (шт. Рио Грандо до Сул), Кубатау (шт. Сан Паулу), Сан Хозе дос Каммос (шт. Сан Паулу).

Программа реконструкции действующих и строительство нового НПЗ в Бразилии преследует примерно те же цели, что и в других странах региона – углубить переработку, увеличить выпуск и улучшить качество нефтепродуктов, выполнить необходимые экологические требования. Но если в отношении реактивных, дизельных и котельных топлив направленность этой программы можно назвать традиционной, то в отношении улучшения качества автобензинов в Бразилии принята оригинальная программа, суть которой заключается в том, что в качестве добавки к автобензину, улучшающей его экологические характеристики, применяется этиловый спирт, полученный путем ферментации растительного сырья. Особенность этого пути заключается в ориентации на возобновляемые ресурсы сырья, что соответствует современной экологической концепции устойчивого развития. Но пока еще качественные характеристики бразильских моторных топлив уступают американским и европейским стандартам.

Компания *Petrobras* совместно с венесуэльской государственной нефтяной компанией *PdVSA* намерены в 2010 г. построить еще один НПЗ в Бразилии в шт. Пернамбуку. Мощность завода – 10 млн т/год, стоимость проекта – 2,5 млрд долл. [245].

Среди производителей моторных топлив и других нефтепродуктов в регионе заслуживает упоминания завод, принадлежащий в равных долях венесуэльской государственной нефтяной компании *PdVSA* и компании *Hess Oil Virgin Islands*. Завод расположен в г. Сент-Круа на Виргинских островах. Это – 10-й в мире по мощности НПЗ (около 25 млн т/год), имеющий наибольшую глубину переработки среди нефтеперерабатывающих заводов региона. На заводе имеется установка каталитического крекинга мощностью 6,5 млн т/год – самая большая в мире. Завод перерабатывает тяжелую венесуэльская нефть, но, тем не менее, качество получаемых моторных топлив отвечает необходимым экологическим требованиям. Продолжая линию на улучшение качества топлив, здесь ввели в 2002 г. установку замедленного коксования мощностью 2,9 млн т/год, позволяющую получать мапосернистый кокс и котельное топливо из высокосернистой нефти. Уже сейчас большая часть продукции НПЗ идет на экспорт. Имеются хорошие перспективы для продукции завода на рынках южноамериканских стран, а также в Мексике, на берегу Мексиканского залива США.

Интересные программы реконструкции и расширения двух своих НПЗ в гг. Конкон и Концепсьон наметили чилийские компании *Raфинeria de Petroleo* и *Empresa de Petroleo*. На НПЗ компании *Empresa de Petroleo* близ Концепсьона мощностью 4,2 млн т/год планируется строительство установки замедленного коксования мощностью 6,0 млн т/год и гидроочистки мощностью 3,5 млн т/год, а также электростанции мощностью 67 МВт, топливом для которой будет низкосернистый кокс с установки замедленного коксования. Сырье установки коксования – вакуум-остаток – будет поступать как с завода в Концепсьоне, так и с НПЗ фирмы *Raфинeria de Petroleo* в г. Конкон, мощность которого составляет 5 млн т/год. В свою очередь, гидроочищенный газойль, нефть, нефтезаводские газы с установки замедленного коксования в г. Концепсьон будут подаваться на НПЗ в г. Конкон. Туда же будут поступать электроэнергия, технологический пар высоких параметров и деминерализованная вода с электростанции на НПЗ в Концепсьоне. На НПЗ в г. Конкон намечены также расширение установки гидроочистки до 1 млн т/год, сооружение новой установки изомеризации мощностью 0,25 млн т/год [269].

Резюмируя вышесказанное констатируем, что южноамериканский вариант развития нефтепереработки с учетом требований защиты окружающей среды находится между американской стратегией и европейской линией. Спецификой можно считать бразильский бензин с добавкой этилового спирта из растительного сырья. Для насыщения отечественного

рынка в регионе предполагается выпускать нефтепродукты, близкие по качеству к европейским экологическим стандартам, а для экспорта в США, Мексику – производить реформулированные бензины. Для южноамериканских стран, стремящихся к интеграции со странами североамериканского континента, последнее обстоятельство имеет важное стратегическое значение.

Сравнительный анализ бразильского опыта в области использования бензина на транспорте показывает следующие преимущества замещения нефтяного топлива этанолом, получаемым из сахарного тростника (программа PROALCOOL):

- 1) безопасность энергоснабжения транспорта с точки зрения нефтяных кризисов;
- 2) экологический аспект – преимущества этанола как возобновляемого энергоресурса, оказывающего меньшее локальное загрязнение атмосферы при работе местного транспорта;
- 3) неоспоримые преимущества Бразилии в использовании энергетики, основанной на сахарном тростнике, приводящие к меньшим глобальным загрязнениям и соответственно, меньшему парниковому эффекту;
- 4) возрастающая возможность для Бразилии как развивающейся страны в получении международных финансовых фондов для снижения эмиссий CO₂; 5) возможность привлечения иностранных инвестиций для расширения спиртовой программы благодаря снижению затрат при использовании новых технологий.

4.8. Тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности мира

Проблему развития нефтеперерабатывающей промышленности мира необходимо рассматривать в контексте новой модели развития нефтяного комплекса в перспективе. Согласно этой модели, все нефтяные компании мира можно объединить в несколько групп. Безусловными лидерами являются интегрированные межнациональные компании (мэйджоры), такие как Royal Dutch Shell Group, Exxon Mobil Corp., BP pic, Total AS, Chevron-Texasco, Conoco-Phillips. Это – супергиганты; им присущ глобализм в истинном смысле этого слова. Для них характерна многопрофильность деятельности как в сфере upstream, так и downstream, что позволяет диверсифицировать риски разных секторов деятельности. Это особенно характерно проявилось в период резкого падения цен на нефть. Именно крупнейшим компаниям за счет активизации усилий в сферах нефтепереработки и нефтехимии удалось частично компенсировать потери в сфере добычи и торговли нефтью. Крупнейшие компании более других настроились на волну интеграции, что проявилось в недавних слияниях. В таких компаниях с наибольшей эффективностью решаются проблемы технического совершенствования и улучшения качества выпускаемой продукции. Это происходит по нескольким причинам: обладание крупными финансовыми средствами; наличие собственных исследовательских центров, занятых разработками новых технологий и технических решений; желание компаний постоянно улучшать свой имидж, в том числе как борцов за сохранение качества окружающей среды; для топ-менеджеров крупнейших компаний экологизация является образом их мышления; в рамках крупнейших компаний оптимизируются потоки сырья, промежуточной и конечной продукции, минимизируются объемы побочной продукции и отходов.

Второй группой нефтяных компаний являются крупные компании, занимающиеся как добычей, так и переработкой нефти и сбытом нефтепродуктов. Это, как правило, крупные американские и европейские компании, такие как Marathon Ashland Petroleum, Amerada Hess Corp., Coastal Corp.; сюда же относятся крупные национальные государственные компании, такие как ENI, Repsol-YPF, Petroleos Mexicanos, Petroleos de Venezuela, Saudi Aramco, Sinopec, Kuwait Petroleum Corp., Chinese Petroleum Co., Pertamina, Petronas, Petroleo Brasileiro и ряд других. Независимые компании этой группы ищут контактов с национальными нефтяными компаниями, стараются оптимизировать портфельные инвестиции. К этой группе можно отнести и крупнейшие российские компании. Следует дифференцировать интересы

различных компаний, так как некоторые из них обладают большой ресурсной базой, имеют мощную сферу разведки и добычи и относительно небольшую переработку; другие, наоборот, значительными запасами не обладают, и им приходится импортировать нефть.

Отличаются и направления политики экологизации в этих компаниях. Одних (экспортноориентированных) заставляют совершенствовать качественные характеристики выпускаемой продукции жесткие требования в развитых странах-импортерах; других – требования собственного рынка нефтепродуктов.

Третью группу компаний образуют компании, специализирующиеся, в основном, на переработке нефти. К ним относятся, в частности, такие американские компании, как Sun Oil Inc., Tosco Corp., Ultramar, Valero Energy Corp., японские компании. Эти компании проводят большую работу по технологическому совершенствованию производства, так как это для них основной способ удержать свои позиции в конкурентной борьбе. Постоянное совершенствование технологии дает возможность улучшать качество продукции. Здесь действует простое правило: «чем лучше технология, тем лучше экология». Однако компании этой группы зависят от изменения цен на нефть и колебаний конъюнктуры мирового рынка нефти и нефтепродуктов в гораздо большей степени, чем интегрированные компании.

К четвертой группе относятся средние и малые компании, занимающие небольшую, но надежную нишу в одной из сфер нефтегазового бизнеса. Серьезные работы по улучшению качества нефтепродуктов и состояния окружающей среды в местах дислокации НПЗ не входят в сферу их первоочередных интересов, однако некоторые из них либо сами разрабатывают новые технологии, либо внедряют заимствованные технологии, позволяющие им выдерживать конкурентную борьбу с более крупными компаниями.

Минувшее десятилетие характеризуется большими переменами в нефтеперерабатывающем секторе: рынки стали более прозрачными, появились новые специализированные «игроки», произошла значительная организационная консолидация, более изменчивыми стали цены и прибыльность.

Среди проблем, испытываемых нефтеперерабатывающей промышленностью в конце 90-х годов, особенно острыми были очень низкая рентабельность, растущее перепроизводство и избыточные мощности в Азии, замедление темпов экономического развития, негативное влияние ограничений по добыче нефти со стороны ОПЕК и крупные инвестиции, необходимые для удовлетворения требований стандартов на качество автомобильных топлив [317].

Сложность и изменчивость. В последние годы бизнес в этой области промышленности оказался очень изменчивым. Более 90% потребляемой нефти приходится на удовлетворение спроса на нефтепродукты в розничной и оптовой торговле, на поставки топлив для авиации и морского флота; оставшиеся 10% используются в качестве нефтехимического сырья и топлива для нужд НПЗ.

На долю интегрированных гигантов и национальных нефтяных компаний приходится более половины рынка. Остальное занимают локальные и специализированные компании.

Около одной трети спроса – причем самой быстроразвивающейся части – удовлетворяется на менее открытых и менее конкурентных рынках. Многие из этих рынков закрыты для международных компаний. Еще одну треть спроса покрывают гиперконкурентные рынки; в этой группе на долю США приходится более четверти мировых продаж нефтепродуктов.

Изменения на рынках отражаются на нефтеперерабатывающей промышленности мира.

- 1. Изменение самих рынков.** Нефтяные рынки уже перестали быть заповедником индустриальных компаний. Финансовые институты, например, страховые фонды, вносят теперь большой вклад в расширение торговли нефтью и нефтепродуктами. Объемы продаж в настоящее время намного превышают фактическое физическое потребление. В последние годы большой размах получила электронная торговля на базе интернета, ставшая высокоскоростным, эффективным и дешевым средством совершения сделок.
- 2. Появление новых игроков.** В 90-х годах почти во всех областях нефтепереработки

появилось много специализированных компаний, которые могут конкурировать с интегрированными гигантами в конкретных областях. Например, супермаркеты во Франции и Англии процветают благодаря сочетанию продажи топлива с розничной продажей продовольственных и сопутствующих товаров, добиваясь снижения затрат на единицу сбываемой продукции и увеличения оборота по сравнению с традиционными АЗС.

3. **Консолидация промышленности.** В последние годы произошла значительная консолидация промышленности путем слияния, поглощения и приобретения не только крупных интегрированных многонациональных компаний, но и таких локальных компаний, как YPF, DEA и Veba.

Произошли структурные изменения в роли национальных нефтяных компаний, включая недавно приватизированных за пределами своих стран.

4. **Изменчивость цен.** Последствия экономического кризиса в Азии давали о себе знать в конце 90-х годов. Положение еще более обострилось в связи с застойными явлениями в экономике и резким повышением цен на нефть, последовавшими после трагических событий 11 сентября 2001 г.

Изменчивость усилилась в последние пять лет. Становятся ли подобные кризисы более вероятными по мере увеличения экономической взаимозависимости, усиления тенденции к дестабилизации потоков капитала и снижения товарных запасов нефти? В период 2001–2002 гг. были основания полагать, что для нефтепереработчиков могут наступить трудные времена, и им необходима гибкость, чтобы выстоять.

В 90-х годах все три сверхгиганта (Exxon Mobil, BP, Shell) систематически получали от нефтепереработки прибыли меньше, чем доходов от добычи нефти. Несмотря на слабую прибыльность нефтеперерабатывающего сектора и снижение доли капиталовложений в него, во второй половине десятилетия наметились тенденции к рационализации нефтепереработки на путях приобретения и поглощения нефтеперерабатывающих компаний в США и в Европе, что стало стратегическим выбором для крупнейших в мире компаний на нефтяных рынках.

Существенное воздействие на нефтеперерабатывающую промышленность в последние годы оказывало изменение характеристик используемой нефти, качество которой ухудшается. Во все больших масштабах приходится использовать более тяжелую, содержащую больше серы и других вредных примесей нефть. В будущем эта ситуация может усложниться в связи с ростом добычи тяжелой и сверхтяжелых нефтей (нефтей Ориноко), а также нефти, добываемой из битуминозных песчаников Канады. Правда, в определенной степени эти трудности могут быть смягчены увеличением поставок легких нефтей и конденсата из России, каспийского региона, стран Западной Африки [318]. Безусловно, что нефтеперерабатывающие компании, которые вкладывают инвестиции в переработку тяжелого сырья, получат в будущем преимущества. При этом всем нефтеперерабатывающим компаниям придется сочетать производственную и операционную гибкость с экономической и деловой подвижностью с тем, чтобы осуществить переход на менее качественное сырье без ущерба для качества нефтепродуктов. Для более надежного обеспечения сырьем нефтепереработчикам придется оптимизировать планы грузоперевозок, интегрировать графики работы трубопроводных и танкерных поставок с графиком работы НПЗ, проводя при этом непрерывный мониторинг качества нефти.

Насущная потребность в производстве экологически чистых топлив поставила перед нефтеперерабатывающей промышленностью сложную задачу. Это потенциально дорогостоящая и экстремально сложная проблема, для решения которой требуется не только новейшая технология, но и значительные изменения в культуре, организации и управлении производством. Требуется новый подход к эксплуатации, техническому обслуживанию технологического оборудования и стимулированию обслуживающего персонала. Проблемы, связанные с производством экологически чистых топлив, сложны и многообразны. Они охватывают все – от нормативных актов, регламентирующих содержание серы в бензине и дизельном топливе для автотранспортных средств и внедорожной техники, исключение

МТБЭ из бензина, снижение токсичности отработавших газов, охрану здоровья и окружающей среды, до патентования топливных композиций и вовлечения новых источников сырья.

Сегодняшние задачи намного сложнее, чем переход на неэтилированный бензин или производство реформулированного бензина (RFG). Внедрение решений будет не только дороже, но намного сложнее в техническом и организационном аспекте.

Для удовлетворения требований спецификаций на экологически чистые топлива будут нужны еще большие усилия. Отдельными технологиями, лучшим планированием и компаундированием добиться успеха невозможно. Поставленная задача требует более интегрированного подхода. Технологические решения должны быть увязаны с программами, направленными на совершенствование операционной структуры управления производством [319].

Проблему производства и использования экологически чистых моторных топлив и топливных нефтепродуктов нельзя рассматривать в отрыве от возможностей альтернативных топлив, а именно сжиженных нефтяных (пропан, бутан) газов и сжиженного природного газа (СПГ), компримированного природного газа (КПГ), смеси спиртов, в т.ч. получаемых из возобновляемого (растительного) сырья, метанола, диметилового эфира (ДМЭ), синтетических топлив, водорода, а также электромобилей. Пока альтернативные виды топлив находят применение на региональном уровне, но со временем их значимость может существенно возрасти и привычная нам картина преобладания традиционных нефтяных топлив может измениться. Более того, существуют вполне доступные возможности для сочетания обычных и альтернативных топлив, в частности, синтетических жидких топлив, которые могут быть смешаны с продуктами НПЗ или использоваться самостоятельно (парафины, воски).

Сверхнизкосернистые топлива являются только частью проблемы перехода к новым топливным стандартам и удовлетворения спроса в топливе для транспортных средств. В течение следующих 20 лет при усовершенствовании существующих двигателей, появлении гибридных автомобилей и, в потенциале, электрохимических генераторов, может заметно измениться спрос, что естественно окажет воздействие на развитие нефтеперерабатывающей промышленности.

По мнению экспертов, для нефтеперерабатывающей промышленности наступает благоприятная эра, обусловленная улучшением ситуации в мировой экономике. Те компании, которые успешно управляют портфелями своих нефтеперерабатывающих активов, преуспевают. Они опередили своих конкурентов, заняли лучшие позиции на рынке.

В последние 20 лет произошли фундаментальные структурные изменения в мировой нефтепереработке, которые явились концом эры низкого роста и низких доходов [320]. Эти изменения произошли вследствие:

- значительного роста спроса, питаемого экономическим ростом, прежде всего в развивающихся странах, особенно в Китае, Индии, Бразилии;
- появления глобального рынка продуктов, стимулируемого изменением свойств топлив в развитых странах (экологически чистых топлив).

Дополнительные инвестиции в нефтепереработку дадут результат в виде дополнительных мощностей конверсионных процессов, в первую очередь, в странах Европейского союза, где имеются неэффективные мощности конверсии, с тем чтобы откликнуться на изменение структуры после 2005 г.

Следует отметить, что с начала 1980-х гг. мировой ВВП вырос более чем на 40%. Однако спрос на продукцию нефтепереработки возрос на половину этой величины, несмотря на значительный рост числа автомобилей. При этом суммарные мощности НПЗ остались почти неизменными, при сохранении медленного роста спроса и избытка мощностей. Этому способствовали: усовершенствования в топливозаконоичности автомобилей, которые перевесили быстрорастущее количество автомобилей, в частности в странах ОЭСР; замещение котельных топлив другими энергоносителями, например, природным газом, для

генерирования электроэнергии; энергосбережение.

Воздействие указанных факторов нефтепереработки было малоэффективно, средний возврат капитала (ROACE) был менее, чем 10%, а в отдельные годы доходил до 5%, что в значительной степени меньше, чем «барьер оценки», который сверхгиганты нефтегазового сектора используют для оценки жизнеспособности предлагаемых инвестиций. В этот период инвестиции в нефтепереработку неуклонно уменьшались, т.к. компании избегали почти любых инвестиций в эту отрасль.

Даже национальные нефтяные компании, имевшие большие доходы от продажи сырой нефти, сократили инвестиции в нефтепереработку. В тот период нефтепереработка была застойным рынком, дающим поставщикам продукции низкие доходы, но при этом требующим значительных инвестиций, чтобы соответствовать изменению спецификаций на топлива, учитывающих все более жесткие требования по охране среды. Нефтеперерабатывающая промышленность вступает в новую «благоприятную эру», характеризующуюся улучшенными условиями развития и основой для устойчивых прагматических инвестиций.

Импульсом будет рост спроса, движимый экономическим ростом во всех регионах мира и отраслях мировой экономики. Основной прирост спроса будет не в развитых странах, входящих в ОЭСР, а в развивающихся странах-гигантах, суммарный спрос на нефтепродукты в которых в перспективе составит половину глобального спроса, вызываемого растущим промышленным производством и повышенными жизненными стандартами жизни населения.

В странах ОЭСР спрос на продукты нефтепереработки также возрастет, но более медленно. Рост спроса будет обусловлен ростом ВВП в целом и транспортного сектора, в частности, при дальнейшем улучшении эффективности последнего.

За прошедшие несколько лет образовались значительные дисбалансы спроса и поставок нефтепродуктов, имеющих как структурный, так и региональный характер.

Структурные изменения – это устойчивый сдвиг в сторону легкой продукции, поскольку спрос на такие тяжелые продукты, как котельные топлива, уменьшился.

Региональные изменения – это повышение спроса в США на низкосернистые бензины и более быстрый рост европейского спроса на дизельное топливо по сравнению с бензином.

Нефтепереработчики пытались ликвидировать дисбалансы без особых инвестиций за счет стабилизации рынка нефтепродуктов, заменяя изолированные сделки на стандартную международную торговлю в пределах глобального рынка. Информационные потоки, логистика и транспорт, контракты и механизмы торговли делают этот рынок самоподдерживающим. Локальные дисбалансы в спросе быстро идентифицируются и дополняются поставками из других регионов. Постепенно рынок продуктов переработки нефти становится международным, не являясь больше набором отдельных локальных рынков, которые прежде страдали от наличия узких мест.

Нефтепереработка станет в значительной степени единым глобальным рынком. Глобализация рынка продуктов переработки нефти требует другого критерия для принятия переработчиками решения о введении новых мощностей. Вместо доказательства необходимости введения новых мощностей для удовлетворения растущего спроса на отдельном региональном рынке может быть использован метод пошаговой экономии от замены наращивания производства продукции в других регионах. Это – более системное, глобальное решение, основанное на международном балансе производство – поставки – спрос. При таком подходе возрастет степень использования мощности, вряд ли потребуются введение значительных новых мощностей. Более того, введение новых правил, по-видимому, приведет к закрытию ряда неэффективных НПЗ. Степень использования существующих мощностей по миру в целом достигнет уровня выше 90%, т.е. до уровня, существующего в нефтеперерабатывающей промышленности США.

В перспективе возрастет спрос в легких нефтях и стремление к замещению тяжелых нефтей с целью производства легких фракций для обеспечения возрастающего спроса на

легкие нефтепродукты. При этом легкие нефти потребуются НПЗ со сложной технологической структурой. Однако структура поставок нефтей имеет скорее обратную тенденцию (рост поставок тяжелых нефтей). Поэтому именно лучшие сложные НПЗ будут перерабатывать эти тяжелые нефти и получать более высокие доходы, что даст им преимущества перед заводами с упрощенной технологической структурой, также перерабатывающими более тяжелые нефти.

Кроме того, поскольку рынок движется к более строгим спецификациям на продукты, возрастает спрос на экологически более чистые продукты (малосернистые, с низким содержанием бензола и т.п.), производство таких продуктов для удовлетворения спроса из-за разницы цены между легкими, экологически чистыми продуктами и тяжелыми фракциями позволит окупать затраты на усовершенствование производства на сложных НПЗ.

Результатом явится более широкий зазор между относительно простыми и более сложными НПЗ. Именно сложные НПЗ будут аккумулировать доходы от переработки нефти. Это позволит им совершенствовать технологию и организацию производства и получать новые конкурентные преимущества. Эксперты считают, что наилучшими НПЗ будут те, которые смогут проявить себя в пяти областях:

- оптимизация цепочек поставок потребителю;
- агрессивное управление портфелями активов;
- использование подвижной рыночной стратегии производства;
- усовершенствование производства;
- создание мотиваций для менеджмента и рабочей силы.

Ниже более подробно рассмотрены некоторые области деятельности НПЗ в перспективе.

Оптимизация поставок. Здесь преимущество обеспечивает использование информационных технологий (ИТ), что позволяет компаниям оптимизировать всю цепочку поставок углеводородов от обеспечения НПЗ нефтью, непосредственно производства нефтепродуктов и нефтехимикатов до операций логистики и продажи готовой продукции. Придавая значимость интегрированным ИТ-системам, эксперты считают, что успех все же лишь на 10% состоит из ИТ и на 90% из практики производства.

Новый подход заключается в том, что отдельные подразделения, которые обычно оптимизируют свои собственные операции, должны научиться работать совместно, чтобы получить наилучшие результаты для компании в целом, даже если сектор нефтепереработки даст неоптимальный результат для своих собственных операций. Подобные интегрированные ИТ-системы разрабатывают поставщики программного обеспечения, которые работают с промышленными компаниями и поставляют для них стандартные программы для нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности.

В дополнение к информационным технологиям компании-разработчики стандартных программ помогают разрабатывать комплекс мероприятий по использованию ИТ-систем, определяют требования к информации и промышленным стандартам для поддержания решений ИТ, а также помогают организовать структуру исполнения, предусматривающую мотивации персонала. Используя такой подход нефтеперерабатывающие компании:

- работают с более точными планами, основанными на оптимизации по всей цепи поставок;
- допускают минимальные отклонения от плана благодаря использованию принципа обратной связи;
- умеют быстро изменить план с учетом изменения рыночных возможностей.

В перспективе НПЗ, которые работают с использованием оптимизированной, интегрированной цепи поставок будут иметь конкурентные преимущества по сравнению с другими заводами.

Управление портфелем активов. Высокопроизводительные НПЗ непрерывно оценивают эффективность своих активов и немедленно принимают решения покупать новые или продавать собственные.

Стратегия производства. НПЗ следуют собственной рыночной стратегии производства. Ключ НПЗ к успеху – это обладание ясным знанием их роли в снабжении рынка и сфокусирование всех операций на этой роли.

Здесь следует использовать преимущества, которые дает т.н. эффект масштаба, позволяющий работать на крупных рынках, иметь относительно невысокие издержки и рационально использовать как целевую, так и побочную продукцию.

Нефтеперерабатывающим компаниям в своей стратегии целесообразно сосредоточиться на высокоспецифических специализированных рынках, на которых они имеют преимущества за счет эффекта масштаба. Однако такие рынки, как правило, небольшие. Компаниям приходится в большей степени работать на крупных, но медленно развивающихся и насыщенных рынках. Здесь экономия на масштабе, с одной стороны, дает преимущества, а с другой стороны, предохраняет компании от чрезмерного роста мощностей, заставляет их искать пути сотрудничества с другими компаниями, создавать совместные предприятия. В рамках своей рыночной стратегии нефтеперерабатывающие компании стараются расширить сеть дилеров и сбытовых организаций, с тем чтобы непосредственно выходить на потребителя.

На рынке со значительным избытком поставок лучшие НПЗ будут сосредотачиваться на оптимизации всей цепи поставок. Лидерами окажутся те компании, которые постоянно реоптимизируют эту цепь поставок или отдельные ее части для обслуживания рынков.

Мотивация рабочей силы и менеджмент. Высокопроизводительные НПЗ будут превосходить другие НПЗ по использованию своего персонала на предприятиях. Речь идет о беспрецедентных изменениях в управлении персоналом, которые заключаются в возрастании объема инвестиций в деятельность персонала (профессиональная переподготовка, группирование команд исполнителей, включающих как руководителей, так и работников компании).

Процесс смены тенденций развития в мировой нефтепереработке, техническая, технологическая, организационная перестройки требуют времени. Поэтому автор, заканчивая этот раздел книги, надеется, что изложенные в ней проблемы еще достаточно длительное время сохранят свою актуальность в нашем постоянно изменяющемся мире.

Глава 5. Мировая газоперерабатывающая промышленность

5.1. Общая характеристика мировой газоперерабатывающей промышленности

Природный газ, добываемый на газовых и газоконденсатных месторождениях, а также попутный нефтяной газ, добываемый совместно с нефтью, содержат в своем составе широкую гамму углеводородов. Газ, добываемый из верхних, так называемых сеноманских горизонтов газоносных провинций содержит в своем составе в основном метан; содержание других углеводородов в нем невелико. Газ, добываемый из более глубоких валанжинских горизонтов, содержит наряду с метаном довольно значительное количество этана, пропана, бутанов, углеводородов C₅₊. Газ газоконденсатных месторождений содержит значительное количество таких углеводородов, как пропан, бутаны, фракции C₅₊. Повышенное содержание пропан-бутановых фракций содержит попутный нефтяной газ.

В большинстве газодобывающих стран газ, прежде чем отправиться в магистральный газопровод, проходит процесс переработки на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с целью извлечения из него иных, кроме метана, углеводородов, а именно, этана, пропана, бутанов, дебутанизованного газового конденсата, углеводородов C₅₊ и др. Это необходимо для подготовки добытого газа к дальнему транспорту, а также для извлечения из него ценных углеводородов с целью их использования в различных отраслях экономики и в качестве коммунально-бытового топлива.

Схема переработки газа представлена на рис. 23.

Мировая газоперерабатывающая промышленность является крупной промышленной отраслью, насчитывающей многолетнюю историю. Общие характеристики мировой газоперерабатывающей промышленности приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Динамика региональной структуры мировой газоперерабатывающей промышленности [321–325]

Показатели	1992 г.		1997 г.		2000 г.		2002 г.		2004 г.	
	объем	%	объем	%	объем	%	объем	%	Объем	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Северная Америка										
Мощности ГПЗ, млрд м ³ /год	1008,1	58,5	1166,9	57,7	1228,2	53,6	1253,1	52,4	1255,7	51,6
Объем переработки газа, млрд м ³	664,9	62,2	860,0	60,0	744,6	51,0	801,5	52,5	765,3	50,1
Объем производства жидких продуктов*, млн т/год	84,7	53,1	111,7	53,1	96,2	44,7	101,2	42,7	101,4	38,6
Западная Европа										
Мощности ГПЗ, млрд м ³ /год	199,9	11,6	245,1	12,1	208,1	9,1	260,0	10,9	249,3	10,2
Объем переработки газа, млрд м ³	46,8	4,4	92,5	6,4	106,7	7,3	108,4	7,1	100,4	6,6
Объем производства жидких продуктов, млн т/год	4,2	2,6	3,4	1,6	4,4	2,0	8,9	3,8	9,5	3,6
Бывш. СССР и страны Восточной Европы										
Мощности ГПЗ, млрд м ³ /год	41,5	2,4	42,8	2,1	21,7**	0,9	28,7**	1,2	28,6	1,2
Объем переработки газа, млрд м ³	30,8	2,9	31,4	2,2	11,0	0,8	14,8	1,0	14,6	1,0
Объем производства жидких продуктов, млн т/год	12,9	8,1	7,7	3,7	8,0	3,7	9,3	3,9	9,8	3,7
Латинская Америка										
Мощности ГПЗ, млрд м ³ /год	119,6	6,9	140,0	6,9	179,7	7,8	193,9	8,1	190,7	7,8
Объем переработки газа, млрд м ³	97,6	9,2	119,0	8,3	146,5	10,0	151,7	10,0	139,4	9,1
Объем производства жидких продуктов, млн т/год	30,6	19,2	26,0	12,4	26,5	12,3	28,1	11,8	27,1	10,3
Ближний Восток										
Мощности ГПЗ, млрд м ³ /год	115,7	6,7	191,2	9,4	295,0	12,9	265,4	11,1	297,7	12,2
Объем переработки газа, млрд м ³	54,5	5,1	152,3	10,6	193,2	13,2	170,2	11,2	210,3	13,8
Объем производства жидких продуктов, млн т/год	7,3	4,6	40,3	19,1	49,3	22,9	54,9	23,2	72,4	27,6

Показатели	1992 г.		1997 г.		2000 г.		2002 г.		2004 г.	
	объем	%	объем	%	объем	%	объем	%	Объем	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Африка										
Мощности ГПЗ, млрд м ³ /год	94,1	5,5	76,4	3,8	131,0	5,7	142,1	5,9	176,5	7,2
Объем переработки газа, млрд м ³	75,2	7,0	58,2	4,1	84,3	5,8	86,3	5,7	102,3	6,7
Объем производства жидких продуктов, млн т/год	9,8	6,1	7,3	3,5	11,6	5,4	14,2	6,0	16,5	6,3
Азиатско-Тихоокеанский регион										
Мощности ГПЗ, млрд м ³ /год	143,7	8,4	161,7	8,0	229,2	10,0	248,4	10,4	237,9	9,8
Объем переработки газа, млрд м ³	98,4	9,2	121,0	8,4	173,8	11,9	190,7	12,5	193,4	12,7
Объем производства жидких продуктов, млн т/год	10,1	6,3	14,0	6,6	19,4	9,0	20,5	8,6	26,0	9,9
Итого в мире										
Мощности ГПЗ, млрд м ³ /год	1722,6	100	2024,1	100	2292,9	100	2391,6	100	2436,4	100
Объем переработки газа, млрд м ³	1068,2	100	1434,4	100	1460,1	100	1523,6	100	1525,7	100
Объем производства жидких продуктов, млн т/год	159,6	100	210,4	100	215,4	100	237,1	100	262,5	100
Степень использования мощностей,%	62		71		64		64		62,6	

* в состав жидких продуктов кроме сжиженных пропана и бутанов входят этановая фракция и фракции углеводородов C_{5t}

** только страны СНГ

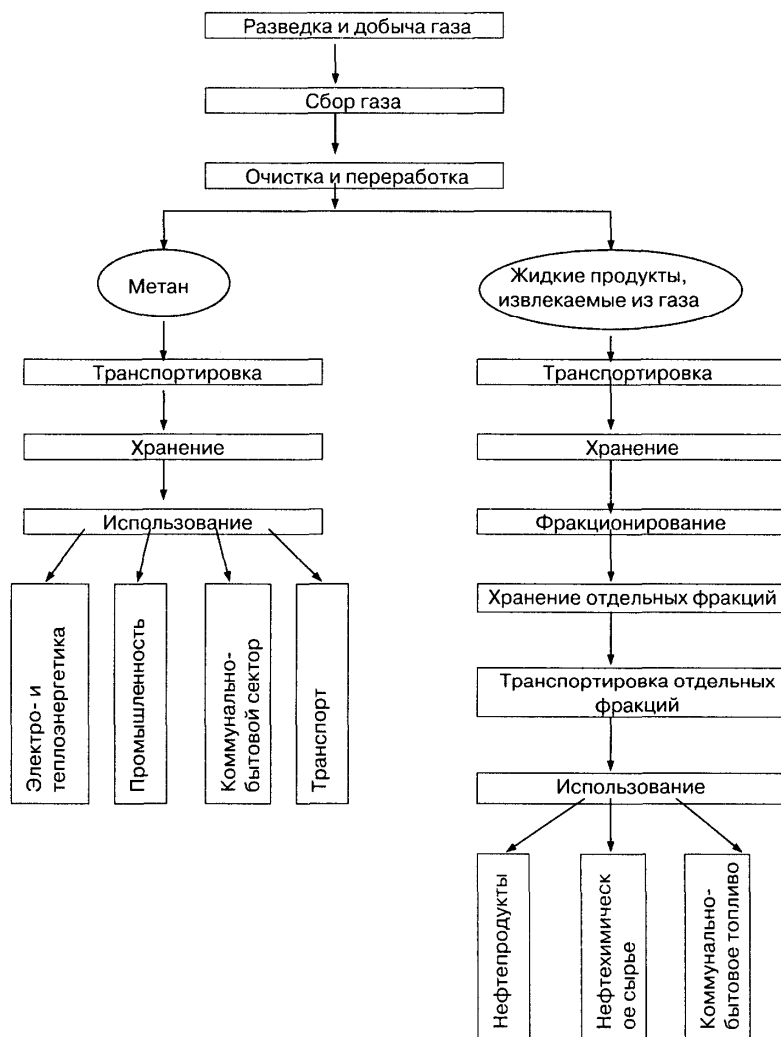


Рис. 23. Технологическая цепочка переработки газа и использования продуктов переработки

В период 1992–2004 гг. в мировой газоперерабатывающей промышленности произошли заметные структурные изменения. Снизилась доля регионов Северной Америки, Западной Европы, Восточной Европы и бывш. СССР, но возросла доля Ближнего Востока и Азиатско-Тихоокеанского региона. Несовпадение структурных изменений в мощностях ГПЗ, объемах переработки газа и производстве жидких продуктов объясняется различным соотношением перерабатываемых природных и попутных нефтяных газов.

Степень использования мощностей ГПЗ сохранилась на относительно низком уровне (64%). Суммарный объем производства жидких продуктов в 2002 г. в мире составил 237 млн т.

В 2001 г. суммарные мощности ГПЗ мира составили 2354,8 млрд м³/год, что выше уровня 2000 г. на 2,7%. Объем переработки газа возрос до 1523 млрд м³/год, или на 4,3% по сравнению с 2000 г. Степень использования мощностей в 2001 г. составила 64,5%. Суммарный объем производства жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа составил 210,3 млн т. В 2002 г. суммарные мощности ГПЗ мира составили 2391,6 млрд м³/год, что выше уровня 2001 г. на 1,2%; объем переработки газа составил 1523,6 млрд м³, что выше уровня 2001 г. на 4,3%; объем производства жидких продуктов из газа оказался выше уровня производства 2001 г. на 7,5%.

В 2004 г. мощности газоперерабатывающих заводов мира составили 2436,4 млрд м³, что всего на 1,9% оказалось выше уровня 2002 г. Однако объем переработанного газа остался практически на уровне 2002 г., хотя при этом объем выпуска жидких продуктов вырос на 10,7%, главным образом за счет выпуска в регионах Ближнего Востока, Африки и АТР. Степень использования мощностей в среднем по миру снизилась с весьма низкого уровня (64%) до еще более низкого (62,6).

Число ГПЗ в мире с 1595 в 1997 г. возросло до 1736 в 2001 г. в основном за счет прироста числа заводов в ближневосточных странах и в Азиатско-Тихоокеанском регионе. В 2002 г. число ГПЗ в мире составило 1760, а в 2004 г. – 1822. Некоторые изменения произошли и в расстановке мест среди 10 наиболее крупных производителей жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Первые 10 стран – наиболее крупных производителей жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа на ГПЗ [321–325]

Страны	1997 г.		2000 г.		2002 г.		2004 г.	
	тыс. галл/день	место	тыс. галл/день	место	тыс. галл/день	место	тыс. галл/день	место
США	70,0	1	69,1	1	73,7	1	76,2	1
Канада	41,6	2	27,1	2	27,5	3	28,6	3
Мексика	14,4	3	12,9	4	12,7	4	13,8	5
Бывш. СССР	7,1	4	7,5	6	9,2	5	10,0	7
Индонезия	7,0	5	5,2	–	–	–	–	–
Венесуэла	6,4	6	6,4	8	6,7	7	7,3	9
Алжир	5,3	7	5,3	10	5,6	10	–	–
Катар	5,0	8	2,7	–	–	–	–	–
Австралия	4,5	9	5,2	–	–	–	10,9	6
Кувейт	3,1	10	4,1	–	–	–	15,0	4
Саудовская Аравия	н.д.	–	26,2	3	29,4	2	37,0	2
ОАЭ	н.д.	–	7,9	5	8,2	6	9,0	8
Иран	н.д.	–	6,5	7	–	–	–	–
Индия	н.д.	–	5,7	9	6,0	8	6,5	9
Норвегия	н.д.	–	н.д.	–	5,7	9	6,2	10

В 2000 г. в число 10 наиболее крупных стран – производителей жидких продуктов на ГПЗ вошли Саудовская Аравия, прочно занявшая сначала третье, а затем второе место, а также ОАЭ и Австралия, Индия. В 2001 г. Саудовская Аравия вышла на второе место в мире по производству жидких продуктов из природного газа, обогнав Канаду, а в первую десятку

стран по объему производства жидких продуктов из газа вошла Норвегия.

В мировой газоперерабатывающей промышленности доминируют США. Мощности американских ГПЗ в период 1992–2002 гг. возросли незначительно с 725 млрд м³ до 746 млрд м³. За этот период число ГПЗ в США снизилось с 735 в 1992 г. до 615 в 1997 г. и до 590 в 2000 г. Снижение числа ГПЗ происходит за счет вывода из эксплуатации мелких и малорентабельных заводов и объединения ряда предприятий.

В 2004 г. мощности газоперерабатывающих заводов США снизились до 718 млрд м³/год, хотя при этом объем производства жидких продуктов из газа не уменьшился.

Объем переработки природного и попутного нефтяного газа на ГПЗ США с 481 млрд м³ в 1992 г. возрос до 516 млрд м³ в 1997 г. и до 518 млрд м³ в 2000 г. В 2002 г. объем переработки газа в США составил 513,7 млрд м³. За период 1992–2002 гг. объем производства жидких продуктов на ГПЗ США вырос с 61,2 тыс. галл/день до 73,7 тыс. галл/день. Анализ динамики показателей деятельности американских ГПЗ показывает, что если в период 1992–1997 гг. ежегодные темпы роста объемов переработки и производства жидких углеводородов на ГПЗ США составляли 1,4% и 1,6% соответственно, то в период 1997–2000 гг. они стали 0,1% и 1,0%. Иначе говоря, в период 1997–2000 гг. в газоперерабатывающей промышленности США произошел спад. В конце 1999 г. число ГПЗ в США снизилось до рекордно низкого уровня (565 ГПЗ). Спад в газоперерабатывающей промышленности США продолжился и в 2001 г. из-за высоких цен на газ. Мощности американских ГПЗ в 2001 г. составили 733 млрд м³/год и снизились на 1,3% по сравнению с 2000 г. Объем переработки газа на ГПЗ упал на 4,1%, а выпуск жидких продуктов – на 6,1% по сравнению с 2000 г. В 2002 г. мощности ГПЗ США возросли на 3,0%, а выпуск жидких продуктов – на 8,3%.

В 2004 г. число ГПЗ в США составляло 572, иначе говоря, снижение числа ГПЗ, отмеченное в предыдущие годы, продолжилось. Объем переработки газов в 2005 г. составил 478,4 млрд м³, мощности использовались на 66,6%. Структура производства целевой продукции на ГПЗ США в 2005 г. была следующей (%): этан – 16,1; пропан – 14,3; изобутан – 3,0; норм, бутан – 5,5; смесь углеводородов C₃–C₄ – 0,2; дебутанизированный бензин – 6,2; смесь газов – 51,1; прочие – 3,6.

В 1999–2000 гг. в США вошли в строй несколько новых ГПЗ. Строительство и ввод новых мощностей, а также реконструкция действующих ГПЗ продолжилась в 2001–2002 гг. В частности, компания BP plc совместно с Enterprise Products Partners LP ввели в эксплуатацию новую линию производительностью 10 млрд м³/год в г. Паскагула (шт. Миссисипи).

В декабре 2000 г. компания Mitchell Energy and Development Corp. объявила о плане удвоения мощности своего ГПЗ в г. Бриджпорт (шт. Техас). Это должно быть уже вторым расширением ГПЗ: первое имело место в 2000 г. (с 1 млрд м³ до 3,2 млрд м³), второе предполагает увеличить мощность ГПЗ до 4,4 млрд м³/год. Согласно проекту расширения объем производства жидких продуктов составит на ГПЗ в г. Бриджпорт 1,16 млн т/год. Стоимость проекта расширения ГПЗ – \$64 млн.

В декабре 2000 г. был введен в эксплуатацию завод Aux Sable, расположенный в 50 милях юго-западнее Чикаго. Это один из самых крупных ГПЗ, построенных в США. Его мощность по перерабатываемому газу 21,7 млрд м³/год, предполагаемый объем производства жидких продуктов 22 млн т/год, в т.ч. 57% этана, 38,5% LPG и 4,5% углеводородов C₅ и выше.

Также в декабре 2000 г. компания Duke Energy Field Services завершила расширение своего ГПЗ вблизи г. Денвера (шт. Колорадо). Мощность ГПЗ была удвоена до 0,6 млрд м³/год, а объем производства жидких продуктов – до 150 тыс т/год.

Намечен пуск ГПЗ компанией Exxon Mobil Corp. на Аляске. Мощность завода 9,5 млрд м³/год. Компания Williams завершила в 2002 г. строительство ГПЗ в г. Меркхэм, шт. Техас. Мощность ГПЗ 3,1 млрд м³/год. Стоимость строительства 200 млн долл.

В 2002 г. в США вошли в строй 8 ГПЗ, в 2003 г. должны были войти еще 4 завода. В период 2005–2008 гг. в США был намечен ввод двух новых ГПЗ (компанией Australian-

Canadian Oil Royalties Ltd. в г. Парк-Сити (шт. Кентукки) и компанией Interline Energy в г. Даглас, шт. Вайоминг; ввод обоих ГПЗ был намечен на конец 2005 г.), а также реконструкция нескольких ГПЗ с их расширением [245]. Основная часть инвестиционной программы газоперерабатывающей промышленности США на период 2005–2008 гг. – это строительство регазификационных установок на терминалах по приемке СПГ, о чем подробно было сказано в гл. III. Основными сферами потребления жидких продуктов, получаемых из газа, являются нефтепереработка, нефтехимия, топливные нужды. Динамика структуры потребления жидких продуктов, получаемых из газа, в США, приведена в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Структура потребления жидких продуктов, получаемых из газов, в США, % [326]

Сферы использования	1974 г.	1984 г.	1994 г.	2002 г.
Нефтехимия	32	36	52	56
Нефтепереработка	32	25	20	15
Топливо и другие сферы	36	39	28	29
Итого	100	100	100	100

Наиболее высокими темпами растет потребление жидких углеводородов, получаемых из газов, в сфере нефтехимии. В США, как ни в какой другой стране, высока доля газового сырья, используемого для получения этилена и пропилена.

Заметные изменения произошли в США в рейтинге компаний, занимающихся производством жидких продуктов из газа (табл. 5.4).

Таблица 5.4.

Десять наиболее крупных газоперерабатывающих компаний в США в 1992–2001 гг. [326]

Компания	1992 г.		2001 г.	
	Место	Компания	Место	
Phillips Petr.	1	Duke Energy Field Services	1	
Exxon	2	British Petroleum	2	
Amoco	3	El Paso	3	
Texaco	4	Williams	4	
Dynegy	5	Exxon Mobil	5	
UPR	6	Enterprise	6	
Valero	7	Oneok	7	
Conoco	8	Conoco Phillips	8	
ARCO	9	Delou	9	
Shell	10	Dynegy	10	
Доля на рынке, %	52		72	

Цены на сжиженные углеводородные газы, получаемые на ГПЗ США, в период 2000–2005 гг. заметно колебались. В 2000 г. цены на пропан, один из основных продуктов газоперерабатывающей промышленности США, выросли с 16 ц/галл в начале года до 44 ц/галл в конце года. В начале 2001 г. произошел резкий всплеск цен на пропан до уровня свыше 80 ц/галл, однако к концу года цены упали до 20 ц/галл. В 2002 г. цены на пропан в США постоянно росли, достигнув к концу года 44 ц/галл. Начало 2003 г. ознаменовалось новым скачком цен почти до 90 ц/галл, однако затем цена снизилась и держалась в среднем на уровне 48 ц/галл в течение 2004–2005 гг. с постепенным подъемом до 50–60 ц/галл.

Вторым по значимости производителем жидких углеводородов из газа долгое время была Канада. Общее число канадских ГПЗ в 1997 г. составляло 717, их мощность на 1.1.1998 г. – 491 млрд м³. В 1997 г. здесь было переработано 346,9 млрд м³ газа и получено 38,2 млн т жидких продуктов. В 2000 г. число канадских ГПЗ достигло 937, их мощность по перерабатываемому газу – 486,3 млрд м³/год, объем переработки газа составил 226,4 млрд м³. Объем производства жидких продуктов из газа в Канаде в 2000 г. составил 24,9 млн т. В 2001 г. 858 канадских ГПЗ имели мощности по переработке газа 500 млрд м³/год., переработали 271,6 млрд м³ газа и выработали 24,2 млн т жидких продуктов. В 2002 г. 855 канадских ГПЗ суммарной мощностью 507 млрд м³/год, переработали 287,8 млрд м³ природного газа и

выработали 25,8 млн т жидких продуктов. Если сравнивать результаты деятельности канадских ГПЗ в 1997–2002 гг., то можно отметить, что число ГПЗ в Канаде возросло (за счет строительства в основном нефтегазовом регионе страны – провинции Альберта). Однако мощности ГПЗ сохранились примерно на том же уровне. За этот период степень использования мощностей снизилась с 70,7% до 54,3%, а выпуск жидких продуктов сократился. Также как газоперерабатывающая промышленность южного соседа США, эта отрасль в Канаде в период 1997–2001 гг. пережила спад, Однако уже в 2001–2002 гг. завершилось проведение модернизации на ряде канадских ГПЗ и были пущены 3 новых завода. Пока будущее газоперерабатывающей промышленности США и Канады остается открытым для прогнозирования и дискуссии, но по ряду признаков уже можно говорить о преодолении спада и оживлении в отрасли.

В 2004 г. 929 канадских ГПЗ имели мощность 537 млрд м³/год. Было переработано 286,9 млрд м³ газа и выработано (в %): этана – 28,9%; пропана – 6,0; норм, бутана – 3,3; смеси сжиженных газов C₃–C₄ – 0,5; сырьевой смеси газов – 48,5; дебутанизованного газового бензина – 12,8. Нового строительства ГПЗ в Канаде не намечается, предполагается лишь сооружение нескольких регазификационных заводов при терминалах по приемке СПГ.

В 2000 г. на третье место по производству жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа вышла Саудовская Аравия. На 9 ГПЗ суммарной мощностью 74 млрд м³/год было переработано 41,8 млрд м³ газа и произведено 24,0 млн т жидких продуктов. В 2002 г. 8 ГПЗ Саудовской Аравии суммарной мощностью 85,4 млрд м³ переработали 62,2 млрд м³, выработали 26 млн т жидких продуктов и сохранили второе место в мире, занятое в 2001 г. Средняя мощность ГПЗ в Саудовской Аравии 10,7 млрд м³/год (в среднем в мире 1,36 млрд м³/год). Кроме этого государственная нефтегазовая компания Saudi Arabian Oil Co. наметила осуществить в 2004 г. ввод ГПЗ мощностью 14,5 млрд м³/год. Об уровне инвестиций на развитие газоперерабатывающей промышленности в Саудовской Аравии можно судить по данным о пущенном в конце 2001 г. ГПЗ компании Saudi Arabian Oil Co. в г. Хавийя мощностью 16 млрд м³/год. На строительство этого завода было затрачено 2 млрд долл. Усилия по развитию газопереработки в Саудовской Аравии не пропали даром.

В 2004 г. десять ГПЗ Саудовской Аравии, имеющих суммарную мощность 102,7 млрд м³/год, переработали 88,7 млрд м³ газа (степень использования мощностей – 84,6%). В этом же году газоперерабатывающая промышленность Саудовской Аравии пополнилась мощным ГПЗ (10,2 млрд м³/год) в г. Харад. На этом заводе перерабатываются 15 млн т/год легкой арабской нефти и 1,4 млрд м³/год попутного нефтяного газа. Кроме газа, используемого для нужд электроэнергетики и установок по опреснению морской воды, получают также 7,3 млн т газового конденсата и 90 т/день серы, полностью идущей на экспорт [325].

Энергично развивается газоперерабатывающая промышленность и в других ближневосточных странах. В Объединенных Арабских Эмиратах мощности 9 ГПЗ в 2002 г. составили 40,6 млрд м³/год, а объем переработки газа – 34,1 млрд м³. По объему производства жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа ОАЭ вышли на шестое место в мире – 7,9 млн т. Здесь также не скупятся на инвестиции в газопереработку. Пущенный в эксплуатацию в конце 2001 г. завод компании Abu Dhabi National Oil Co. в г. Хабшан мощностью 10 млрд м³/год стоил 2 млрд долл. В 2001 г. объем производства жидких продуктов из газа в ОАЭ несколько снизился и составил 7,3 млн т.

Мощности ГПЗ в ОАЭ составили на 1.1.2005 г. 40,1 млрд м³/год, объем переработки 33,7 млрд м³, степень использования мощностей 84%. В феврале 2005 г. государственная компания Abu Dhabi Gas Industries Ltd. совместно с американской проектно-строительной компанией Bechtel объявили о проектировании и строительстве завода по переработке газа, добываемого на шельфовом месторождении. Завод, пуск которого намечен на 2008 г., будет производить 5,4 млн т/год газового конденсата, 4,3 млн т сжиженных углеводородных газов, в т.ч. 1,15 млн т/год этана. Стоимость проекта оценивается в 1,5 млрд долл. Ранее, в конце 2004 г. было объявлено, что компания Gasco приняла на себя функцию оператора на

Арабском газовом заводе компании Abu Dhabi National Oil Co., одном из крупнейших мире, мощностью 25,6 млрд м³/год.

В Катаре функционируют два ГПЗ, суммарной мощностью (на 1.1.2005 г.) 10,3 млрд м³/год. Объем переработки газа составил в 2004 г. всего 2,2 млрд м³. Но у Катара весьма обширные планы. Прежде всего следует отметить проект Dolphin стоимостью 1,6 млрд долл. – это сооружение завода в промышленной зоне Рас-Лаффан, расположенной севернее столицы страны г. Доха. На заводе газ должен проходить стадии приемки, дегидратации и очистки, экстракции и кондиционирования сжиженных углеводородных газов. На заводе в г. Мессаед, расположенном южнее столицы страны г. Доха, в конце 2005 г. должен был войти в эксплуатацию ГПЗ национальной компании Qatar Petroleum Corp. мощностью 0,55 млн т/год сжиженных углеводородных газов. Это будет расширением завода, где уже действуют три линии газопереработки. Отметим, что этан, получаемый на этом заводе, является сырьем для нефтехимического комплекса компаний Qatar Chemical Co. и Qatar Petrochemical Co.

На четвертом месте по производству жидких продуктов из природного газа в 2002 г. вышла Мексика. Мощности 8 мексиканских заводов составили на 01.01.2003 г. 51,4 млрд м³/год, объем переработки составил 41,1 млрд м³, выпуск жидких продуктов достиг 10,3 млн т. В 2004 г. Мексика по производству жидких углеводородных газов передвинулась на 5-е место. Мощности ГПЗ остались на уровне 2002 г.

На пятом месте в 2002 г. была Россия. Из 24 российских ГПЗ 4 принадлежат ОАО Газпрому, 10 – Сибур, контрольным пакетом акций которого также владеет Газпром, и еще 10 принадлежат нефтяным компаниям. Суммарная мощность российских ГПЗ в 2002 г. составила 100 млрд м³. В 2005 г. мощность ГПЗ не изменилась, было произведено 8,8 млн т жидких продуктов из газа.

Крупные мощности по переработке сосредоточены в Венесуэле. 14 ГПЗ Венесуэлы имели в 2005 г. мощность 40 млрд м³/год, перерабатывали 36,4 млрд м³ и выпускали около 7,0 млн т жидких продуктов из газа. Среди производителей жидких продуктов на ГПЗ следует также назвать Иран. Здесь на 15 ГПЗ мощностью 60,0 млрд м³/год в 2004 г. было переработано 30,1 млрд м³ газа и произведено 4,7 млн т жидких продуктов. В стадии инжиниринга находится проект ГПЗ, намеченный к сооружению на месторождении Южный Парс. Предполагаемая мощность ГПЗ 31 млрд м³/год; стоимость строительства 1 млрд долл.

Активно развивается газоперерабатывающая промышленность в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Наряду с традиционными производителями жидких продуктов из газа в регионе (Индонезией и Австралией) появились ГПЗ в Индии, Малайзии, Пакистане, Таиланде. Наряду со строительством в Таиланде еще одного ГПЗ мощностью 4,4 млрд м³/год, намечено создание газоперерабатывающих производств в Сингапуре, Вьетнаме, Мьянме, Филиппинах. В частности, в Филиппинах компания Shell Philippines Exploration BV завершила в 2001 г. в г. Табангао строительство ГПЗ мощностью 5,2 млрд м³/год. Во Вьетнаме компания ВР в 2002 г. завершила строительство ГПЗ вблизи г. Хошимина. В 2004 г. намечен пуск ГПЗ в Сингапуре. Компании Petroleum Authority of Thailand (Таиланд) и Petronas (Малайзия) объявили о строительстве ГПЗ в Мьянме (Бирме). Мощность ГПЗ 3,1 млрд м³/год; предполагаемый объем производства жидких продуктов 200–300 тыс т; ориентировочная стоимость строительства 150 млн долл. Из стран региона наибольшего производства жидких продуктов из газа достигли Индия (2004 г. – 5,9 млн т) и Индонезия (2004 г. – 4,7 млн т).

Крупный комплекс по переработке газа создан в Малайзии государственной нефтегазовой компанией Petronas Gas Bhd. Комплекс имеет мощность 27,9 млрд м³/год. Получаемый сухой газ используется для нужд электроэнергетики; этан, пропан и бутаны идут в качестве сырья на нефтехимический комплекс. На предприятии достигнут высокий выход этана [327].

В Африке традиционными странами – производителями жидких продуктов из природного газа являются Алжир (мощность ГПЗ 54,6 млрд м³/год), Египет (46,1 млрд м³/год), Ливия (50,0 млрд м³/год) и Нигерия (13,0 млрд м³/год). В каждой из этих стран

разрабатываются и реализуются проекты строительства новых и модернизации действующих ГПЗ. В частности, в Алжире в стадии инжиниринга находятся проекты ГПЗ компании Sonatrach мощностью 7,2 млрд м³/год и компании ВНР-Ohanet мощностью 7,2 млрд м³/год. Пуск этих заводов должен был состояться в 2003 г. Известно, что комплекс Ohanet-ВНР был пущен в 2005 г. [328]. В Египте государственная нефтегазовая компания Egyptian General Petroleum Co. наметила также в 2003 г. ввести в эксплуатацию ГПЗ мощностью 6,2 млрд м³/год. В Ливии компания Sirte Oil Co. намечала до конца 2002 г. завершить строительство ГПЗ мощностью 2,8 млрд м³/год. В Нигерии консорциум компаний Sasol (ЮАР) и Chevron (США) реализуют крупнейший проект «Эскравос», в состав которого входят заводы по производству синтетического жидкого топлива из природного газа и сжиженного природного газа. Проект по переработке попутного газа и получению сжиженного природного газа и жидких продуктов из газа осуществляет совместная компания (60% Nigerian National Petroleum Corp. и 40% Chevron Nigeria Ltd). Проект осуществляется поэтапно. На первом этапе сооружается ГПЗ мощностью 1,9 млрд м³/год и производительностью 220 тыс т/год жидких продуктов. Вторая фаза предусматривает увеличение мощности ГПЗ до 2,9 млрд м³/год, а производства жидких продуктов до 320 тыс т/год. Третья фаза предполагает доведение мощности по переработке газа до 4,1 млрд м³/год, а производства жидких продуктов до 470 тыс т/год. В Нигерии компания Nigeria LNG собирается в 2004 г. завершить проект создания ГПЗ по производству жидких продуктов в объеме 900–1100 тыс т/год, а компания Chawthome Channel в 2003 г. завода по выпуску 200 тыс т/год жидких продуктов. Кроме этого намечено строительство ГПЗ в Тунисе и Танзании.

В Западной Европе основными производителями жидких продуктов из природного газа являются Великобритания и Италия. Мощности ГПЗ в этих странах на 1.1.2005 г. составляли 140,0 млрд м³/год и 52,9 млрд м³/год соответственно. Относительно небольшие ГПЗ имеются в Норвегии, Нидерландах и Франции. Намечены расширение ГПЗ компании Statoil в Кёрсто (Норвегия) – до 2,3 млрд м³/год, реконструкция 3-х ГПЗ в Великобритании и строительство ГПЗ в Ирландии. Суммарные мощности западноевропейских заводов достигли в 2002 г. 260 млрд м³/год, объем переработки – 108 млрд м³.

В Латинской Америке крупными производителями жидких продуктов из природного и попутного нефтяного газа являются уже упоминавшиеся Мексика и Венесуэла. Относительно небольшие газоперерабатывающие установки имеются в Аргентине, Боливии, Бразилии, Колумбии, Чили. Консорциум американских фирм Enron и Williams затратили 450 млн долл. на строительство ГПЗ в Венесуэле мощностью 8,3 млрд м³/год и производительностью 1,6 млн т жидких продуктов. Намечен крупный проект в Перу (2005 г.).

На пространстве СНГ за последнее время было осуществлено строительство ГПЗ в г. Тенгизе (Казахстан). Завод вступил в эксплуатацию в 2001 г. Получаемые на этом заводе жидкие продукты транзитом через Россию направляются на экспорт в страны Центральной и Восточной Европы. В Казахстане намечено расширение Карачаганакского ГПЗ, а в Азербайджане – создание ГПЗ для переработки попутного нефтяного газа с новых морских месторождений.

Наиболее распространенными видами продукции, получаемой на газоперерабатывающих заводах, являются сжиженные нефтяные газы.

5.2. Производство и потребление сжиженных нефтяных газов в мире

По классификации ООН сжиженные нефтяные газы (liquefied petroleum gases – LPG) представляют собой углеводороды, которые находятся в газообразном состоянии при условиях нормальной температуры и давления, но превращаются в сжиженное состояние путем сжатия или охлаждения для облегчения их транспортировки, перегрузки и хранения. Сжиженные нефтяные газы (в дальнейшем именуемые в соответствии с международной классификацией LPG) состоят в основном из пропана и бутанов, помимо которых в состав

LPG входят пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракции процессов переработки нефти. Соотношение пропана и бутанов в составе LPG может колебаться от почти чистого пропана до почти чистых бутанов, причем в последнем случае примеси изобутана не превышают 20%.

LPG играют хотя и не столь значительную, но постоянно возрастающую роль в мировом нефтегазовом комплексе (табл. 5.5).

Таблица 5.5

Роль LPG в мировом нефтегазовом комплексе [329, 330]

Показатели	1970	1980	1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2004
Объем потребления LPG, млн т	70	95	142	180	181	187	196	202	211	214
Доля в суммарном потреблении нефти и газа, %	2,6	2,2	2,9	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,0

LPG извлекаются из попутного нефтяного газа и из природного (богатого этаном) газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), а также получают в процессах переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ).

Применяются различные технологические схемы получения LPG. Простые абсорбционные схемы стали использоваться с 60-х годов, постепенно заменяясь более сложными схемами селективной абсорбции и низкотемпературной ректификации. Переход к более совершенным схемам позволил увеличить степень отбора LPG от потенциала с 50–60% до 70–80%. В 70-е годы появились низкотемпературные схемы с турбодетандерами, обеспечивающие отбор LPG от потенциала на уровне 85–90%. Использование энерготехнологических схем в процессах низкотемпературного извлечения LPG привело к тому, что на современных установках степень извлечения от потенциала достигает 95–99%.

Наиболее крупным источником получения LPG являются газоперерабатывающие заводы, на которых LPG извлекаются в составе жидких продуктов переработки попутного нефтяного и природного газов.

Суммарные объемы производства LPG в мире в период 1990–2005 гг. и прогнозные данные на период до 2010 г. (по расчетам консалтинговой фирмы Purvin & Gertz) приводятся в табл. 5.6.

Таблица 5.6

Динамика производства LPG в мире в период 1990–2005 гг. и прогноз на период до 2010 г. [329, 330]

Показатели	1990 г.		1997 г.		2001 г.		2002 г.		2005 г.		2010 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Выпуск на ГПЗ	96	67,6	123	68,3	146	72,3	150	72,1	150	68	154	60
Выпуск на НПЗ	46	32,4	57	31,7	56	27,7	58	27,9	71	32	103	40
Всего	142	100	180	100	202	100	208	100	221	100	257	100

В период 1995–2004 гг. рост производства LPG в мире составил 2,4% в год. По прогнозным оценкам консалтинговой фирмы «Purvin & Gertz» темп роста мирового производства LPG в период 2005–2010 гг. составит 2,8% в год. Удельный вес производства LPG на ГПЗ в последнее десятилетие и по прогнозу на ближайшие 5 лет превысит уровень 60%. Прирост производства LPG в мире связан как со строительством новых, реконструкцией и расширением действующих ГПЗ и заводов по сжижению природного газа, так и с модернизацией и расширением НПЗ в развитых странах, а также строительством новых НПЗ в развивающихся странах. Повышенные требования к качеству автобензина, в частности, в отношении давления насыщенных паров, постепенно приводит к сокращению использования нормального бутана как компонента автобензина, и увеличению его товарных ресурсов на НПЗ.

В региональной структуре производства LPG в период 1985–2004 гг. произошли заметные сдвиги.

Выявленные тенденции характеризуются данными табл. 5.7.

Среди региональных сдвигов в период 1985–2004 гг. наиболее характерными являются: снижение удельного веса регионов Северной Америки, Западной Европы и бывш. СССР;

рост – в ближневосточных странах, Африке и Азиатско-Тихоокеанском регионе. Эти же тенденции сохранятся на период до 2010 г. за исключением того, что несколько вырастет удельный вес стран Восточной Европы и бывш.СССР.

Таблица 5.7

Изменение региональной структуры мирового производства LPG в период 1985–2004 гг. и прогноз до 2010 г. [329, 330]

Регионы	1985 г.		1990 г.		1995 г.		2000 г.		2002 г.		2004 г.		2010 (прогноз)	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Северная Америка	41,7	36,5	46,4	33,1	55,7	33,3	60,2	30,7	61,0	29,4	61,0	28,5	65	25,3
Ближний Восток	15,3	13,4	24,1	17,2	31,6	18,9	34,5	17,6	36,3	17,5	42,0	19,6	60	23,3
Европа	15,9	13,9	15,8	11,3	21,3	12,8	21,0	10,7	21,9	10,5	18,0	8,4	20	7,9
Латинская Америка	12,8	11,2	17,3	12,4	20,3	12,2	23,7	12,1	27,1	13,0	24,0	11,2	25	9,7
Азиатско-Тихоокеанский регион	13,1	11,5	17,4	12,4	22,7	13,6	34,5	17,6	37,5	18,0	42,0	19,6	47	18,3
Африка	4,6	4,0	7,6	5,5	8,2	4,9	14,8	7,6	15,6	7,6	17,0	7,9	25	9,7
Бывш.СССР	10,9	9,5	11,4	8,1	7,2	4,3	7,3	3,7	8,4	4,0	10,0	4,8	15	5,8
Итого	114,3	100	140,0	100	167,0	100	196,0	100	207,8	100	214,1	100	257	100

Таблица 5.8

Региональная структура потребления LPG в мире в 1990–2004 гг. и прогноз на 2010 г. [329, 330]

Регионы	1990 г.		1995 г.		2000 г.		2002 г.		2004 г.		2010 (прогноз)	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Северная Америка	46,0	33,7	55,3	33,0	57,9	29,6	57,0	27,8	60,0	28,6	65	25,3
Азиатско-Тихоокеанский регион	32,1	23,5	43,1	25,8	56,5	28,8	57,0	27,8	64,0	29,0	76	29,6
Европа	22,0	16,1	25,2	15,0	26,8	13,7	29,0	14,1	30,1	13,0	35	13,6
Ближний Восток	4,9	3,6	8,2	4,9	11,8	6,0	16,0	7,8	15,0	7,8	22	8,6
Латинская Америка	16,7	12,2	23,3	3,9	28,7	14,6	30,0	14,7	28,3	14,1	38	14,8
Африка	4,0	2,9	5,4	3,2	7,1	3,6	8,0	3,9	8,3	3,7	11	4,3
Бывш.СССР	10,9	8,0	7,1	4,2	7,2	3,7	8,0	3,9	8,3	3,7	10	3,9
Итого	136,6	100	167,6	100	196,0	100	205,0	100	214,0	100	257	100

Значительный рост производства в 90-е годы был в ближневосточных странах, в частности, в Саудовской Аравии (с 13,5 до 17,3 млн т), ОАЭ (с 4,6 до 6,5 млн т), Иране (с 1,4 до 3,6 млн т), Кувейте (с 1,0 до 2,0 млн.т). Развитие производства LPG в ближневосточных странах произошло благодаря увеличению внутреннего спроса на нужды нефтехимии, а также эффективности экспорта этого продукта.

Мировой спрос на LPG, начиная с середины 80-х годов, рос достаточно быстро (млн т): 1985 г. – 116; 1990 г. – 137; 1995 г. – 167; 2000 г. – 196; 2001 г. – 202; 2002 г. – 211; 2004 г. – 214; 2005 г. – 221 (оценка). Ежегодный прирост потребления LPG в мире составил в период 1985–2002 гг. 3,5%, а 1985–2004 гг. – 2,8%. По прогнозам консалтинговой фирмы «Purvin & Gertz» ожидаемый мировой спрос на LPG в 2002 г. прогнозировался на уровне 208 млн т, а фактически составил 211 млн т. В 2005 г. спрос составил 221 млн т. Темп роста потребления LPG в мире в период 2003–2005 гг. сохранился примерно на том же уровне, как и в 90-е годы (3,5%).

Серьезных региональных структурных сдвигов в потреблении LPG не произошло. По-прежнему основными потребителями останутся регионы Северной и Южной Америки, Западной Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона (табл. 5.8).

Однако в период 1991–2004 гг. Азиатско-Тихоокеанский регион по уровню потребления LPG приблизился к региону Северной Америки, а в 2004 г. стал самым большим потребителем продукта. Развивающиеся страны региона Латинской Америки по уровню потребления LPG приблизились к странам Европы. Почти вдвое возросла доля ближневосточных стран и более чем вдвое снизилась доля стран Восточной Европы и бывш. СССР. В период 1995–2004 гг. наиболее высокие среднегодовые темпы роста потребления

были в регионе Ближнего Востока (около 9%), Азиатско-Тихоокеанском регионе (4,0%, в т.ч. в Китае 13,0%) и Африке (5,6%), Латинской Америке (5,1%). В развитых странах Северной Америки и Западной Европы темпы роста потребления LPG были на уровне 1%, в странах Восточной Европы в 2001–2004 гг. потребление LPG заметно росло, а бывш. СССР потребление LPG стабилизировалось на уровне 8,0 млн т.

Таблица 5.9

Структура мирового потребления LPG по направлениям использования в период 1985–2000 гг. и оценка 2005 г.
[329–331]

Сферы использования	1985 г.		2000 г.		2005 г. (оценка)	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Коммунально-бытовой и коммерческий сектор	50	43	88	45	107	48
Нефтехимия	23	20	43	22	57	26
Промышленность	15	13	21	11	19	9
Автомобильное топливо	9	8	16	8	17	8
Прочие	19	16	28	14	21	9
Итого	116	100	196	100	221	100

Основными сферами использования LPG являются коммунально-бытовой и коммерческий сектора, нефтехимия, различные отрасли промышленности, нефтепереработка (где LPG используется как компонент автобензина). Кроме того LPG используется непосредственно как моторное топливо. Данные о современном состоянии и прогноз изменения структуры отраслевого потребления LPG в мире приведены в табл. 5.9. По прогнозам экспертов коммунально-бытовой сектор и нефтехимия в дальнейшем еще более упрочат свое доминирующее положение на рынке LPG.

В коммунально-бытовом и коммерческом секторе LPG используются для отопления и приготовления пищи, как топливо для индивидуальных водонагревателей. В этом секторе отчетливо проявляется сезонность спроса: потребление LPG в летние месяцы на 3,5–4,0 млн т меньше, чем в зимний период. Поставки LPG для коммунально-бытового сектора осуществляются в баллонах, однако в последнее время все шире стали использоваться поставки в цистернах, что существенно удешевляет стоимость доставки газа. В ряде стран пропан-бутановая смесь используется как регулятор неравномерности потребления природного газа для коммунально-бытовых целей.

Среднедушевые показатели использования LPG в коммунально-бытовом секторе существенно выросли. Если в 1985 г. в среднем по миру потреблялось для коммунально-бытового сектора 10 кг/чел, то в 2000 г. – 15 кг/чел, а по оценке в 2005 г. потреблялось 18 кг/чел. Показатели среднедушевого потребления отличаются по регионам мира: в североамериканском регионе для этих целей потребляется 42 кг/чел, в странах Латинской Америки – 37, Ближнего Востока – 32, западноевропейских странах – 23, бывш. СССР – 12,5, восточноевропейских странах – 11, Африке – 7, на Индостанском субконтиненте – всего 3.

LPG в коммунально-бытовом и коммерческом секторах конкурирует с природным газом, жидкими нефтепродуктами и электроэнергией. Наибольшую конкуренцию LPG в коммунально-бытовом секторе составляет природный газ. Однако это касается стран с разветвленной системой распределения природного газа. Между тем, наибольший прирост потребления LPG в коммунально-бытовом секторе ожидается именно в тех странах, где степень разветвленности газоснабжения низкая. Это прежде всего страны Азиатско-Тихоокеанского региона, из которых следует выделить многонаселенные Китай, Индию, Пакистан, а также не имеющих собственных газовых ресурсов Японию, Южную Корею, Тайвань и др. В 1985 г. спрос на LPG в Китае и Индии для обеспечения коммунально-бытового сектора составлял 5% от общемирового потребления на эти цели. По оценке 2005 г. в Китае и Индии потреблялось более 20% LPG, расходуемых в коммунально-бытовом секторе. Рост спроса на LPG для коммунально-бытовых целей ожидается также в развивающихся странах Южной и Центральной Америки, Африки, на Ближнем Востоке, в республиках бывш. СССР и в восточноевропейских странах.

Вторым по значимости сектором потребления LPG в мире является нефтехимия. В

период 1985–2000 гг. темп роста потребления LPG для нужд нефтехимии составлял 4,3% в год, а в 2001–2005 гг. превысил 5,0%. LPG используется в нефтехимии как сырье для производства этилена и пропилена, а также для производства мономеров промышленности синтетического каучука (бутадиена, изобутилена), метилтретичнобутилового эфира (МТБЭ) – компонента автобензинов для улучшения экологических характеристик, а также полиизобутиленов.

В последнее время появились ряд новых технологических процессов, позволяющих существенно расширить возможности LPG как нефтехимического сырья. К ним можно отнести процесс дегидрирования пропана в пропилен (для получения полипропилена, окиси пропилена, малеинового ангидрида и других нефтехимических продуктов), а также процесс дегидроциклизации углеводородов C₃–C₄ с целью получения ароматических углеводородов. По оценке иностранных экспертов в период 2006–2010 гг. нефтехимический сектор будет иметь наиболее высокие темпы роста потребления LPG (6,5% в год).

При этом будет расти потребление как в странах с высокоразвитой нефтехимической промышленностью (США, Канада, ряд западноевропейских стран, Япония), так и в странах, где нефтехимическая промышленность только «набирает обороты». В частности, в регионе Северной Америки темп роста потребления LPG для нужд нефтехимии составит 4% в год, в Западной Европе – 7% в год. Особенно высокими будут темпы роста потребления LPG в нефтехимической промышленности в регионе Ближнего Востока (12% в год), отдельных странах Азии (Индия, Китай, страны Юго-Восточной Азии).

В нефтеперерабатывающей промышленности использование LPG (в основном, нормального бутана) будет уменьшаться, так как в ряде стран, в первую очередь в США, исходя из требований по охране воздушного бассейна, ужесточены нормы упругости паров автобензина, что вынуждает сокращать добавки норм. бутана в бензин при компаундировании.

Что касается использования LPG как самостоятельного моторного топлива (в газобаллонных автомобилях), то это направление получило развитие в ряде стран. Преимуществом LPG как моторного топлива является его лучшие по сравнению с автобензином экологические характеристики. Наибольшее развитие LPG как моторное топливо может получить в странах с высокой долей урбанизированных территорий. Масштабы применения LPG как автомобильного топлива будут определяться политикой правительств стран в отношении налогообложения при использовании различных видов моторного топлива, а также конкурентоспособностью LPG как моторного топлива по сравнению с сжиженным природным газом. Мировой рынок LPG развивался в 90-е годы и в 2000–2005 гг. под влиянием следующих основных факторов:

- рост потребления в коммунально-бытовом и коммерческом секторах; расширяющееся потребление для нужд нефтехимической промышленности;
- усиление роли региона Ближнего Востока в поставках LPG и в ценообразовании на эти продукты;
- развитие индустрии СПГ, в которой LPG является побочным продуктом. Современные рынки LPG характеризуются избыточными мощностями ГПЗ, расширением международной торговли, строительством новых танкеров, терминалов и хранилищ, появлением новых участников рынка (как поставщиков, так и потребителей).

В значительной мере о рынках LPG можно говорить как о региональных (североамериканский, западноевропейский, азиатский, латиноамериканский), однако под влиянием роста объемов межрегиональной торговли постепенно происходит интеграция и глобализация рынка LPG.

Рынки LPG подразделяются на стабильные и развивающиеся. К первым следует отнести рынки Северной Америки, Западной Европы, ряда стран Юго-Восточной Азии (Япония, Южная Корея, Тайвань), Бразилии; ко вторым – рынки восточноевропейских стран и бывш. СССР, Центральной и Южной Америки (кроме Бразилии), Китая, Индии и ряда других стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Наиболее крупным, разветвленным и «зрелым» является рынок LPG в США. Такое определение рынка США можно дать не только потому, что на нем фигурируют наибольшие объемы производства и потребления газа, но и благодаря наличию разветвленной инфраструктуры (терминалы, подземные хранилища и наземные изотермические резервуары, ректификационные колонны и др.). основными покупателями LPG являются оптовики (а не непосредственные конечные потребители). Сделки по продаже LPG на рынке США в основном имеют характер срочных контрактов; большая часть сделок совершается с реальным товаром, но существует и т.н. «бумажный рынок». Вследствие того, что рынок LPG в США высококонкурентный и каждый покупатель может приобрести товар в любой момент у многочисленных оптовых торговцев, цены на LPG в США до сравнительно недавнего времени были стабильными и держались на относительно невысоком уровне. В 1998 г. импорт LPG в США был рекордно высоким, благодаря чему запасы продукта составили более 6,5 млн т. Однако в связи с увеличением потребления LPG в качестве сырья для нефтехимии, в 1999–2005 гг. запасы стали сокращаться. Рост цен на газ в 2000–2005 гг. привел к тому, что ГПЗ США работали практически с нулевой прибылью, что вызвало увеличение импорта. Поставки LPG на Атлантическое побережье США с 24 млн т в 2000 г. возросли до 32,5 млн т в 2005 г.

На западноевропейском рынке LPG отсутствует централизованная оптовая торговля. Крупные конечные потребители осуществляют закупки продукта через собственные терминалы. Разветвленной инфраструктуры хранения и транспортировки LPG в Западной Европе нет. В связи с сезонностью потребления (зимний пик потребления на 60–70% выше летнего) хранилища в зимний сезон используются на полную мощность, а цены зимой существенно выше летних. В западноевропейской торговле LPG преобладают долгосрочные контракты, объем фьючерских и форвардных контрактов ограничен. В силу изменения конъюнктуры спроса и предложения цены на западноевропейском рынке LPG изменчивы.

Район Северного моря попрежнему остается крупным экспортером LPG. В 2000 г. отсюда было экспортировано 8 млн т LPG, а в 2005 г. по оценке экспертов объем экспорта составил 10 млн т.

Япония является одним из крупнейших в мире импортеров LPG. В последнее десятилетие уровень импорта LPG в Японию находился на уровне 19–20 млн т. Согласно оценке экспертов в 2005 г. спрос составил 21 млн т.

На японском рынке LPG, также как и на западноевропейском, отсутствует централизованная оптовая торговля, нет единого центра приема импортного товара. Существует группа крупных импортеров, каждый из которых имеет лицензию на импорт, собственный танкерный флот, терминалы, систему хранения и распределения продукта. Торговля осуществляется по долгосрочным контрактам, которые заключают крупные импортеры с поставщиками. Импортеры, как правило, не являются конечными потребителями LPG. Внутреннее потребление LPG в Японии складывается на 3/4 из импорта, и на 1/4 за счет собственного производства на местных НПЗ. В силу этого имеет место конкуренция между импортерами и собственными поставщиками продукта. Цены на LPG в Японии – наиболее высокие среди стран-импортеров LPG, однако благодаря заключенным долгосрочным контрактам являются относительно стабильными.

Развивающиеся рынки LPG, например, рынки Китая, Индии являются потенциально емкими, но пока неразвитыми с точки зрения рыночной инфраструктуры. Здесь нет централизованного оптового рынка, недостаточно терминалов и хранилищ. В отношении заключаемых контрактов развивающиеся рынки LPG в Китае и Индии можно назвать «двухрусными»: имеются и долгосрочные и краткосрочные контракты. Вследствие этого цены на LPG на этих рынках являются нестабильными.

Поражают масштабы и темпы роста потребления LPG в Китае. Если в 1990 г. потреблялось 2,1 млн т продукта, то в 2000 г. уже 11,4 млн т, а в 2004 г. потребление LPG в Китае составило 18,1 млн т.

Намечен рост потребления LPG в Индии. Среднегодовые темпы роста потребления

LPG в Индии в 90-е годы составляли 10% и по мнению экспертов в период 2001–2005 гг. вряд ли замедлятся. Особенностью индийского рынка LPG является частичное субсидирование потребителей со стороны государства.

Мировая торговля LPG традиционно разделяется на два географических сектора – к востоку от Суэцкого канала и к западу от Суэцкого канала.

Основными поставщиками LPG к востоку от Суэцкого канала являются страны ближневосточного региона (Саудовская Аравия, ОАЭ, Иран, Кувейт, Катар, Бахрейн). В перспективе к ним могут присоединиться Ирак, а также ряд других стран региона, например, Йемен.

Кроме ближневосточных стран в этом секторе торговли LPG следует отметить Индонезию, Австралию, Малайзию, а в перспективе Россию (о. Сахалин), Вьетнам.

Динамика поставок LPG из зоны восточнее Суэцкого канала представлена в табл. 5.10.

Таблица 5.10

Поставки LPG из зоны к востоку от Суэцкого канала в период 1985–2004 гг. и прогноз на 2010 г. (млн т) [329–331]

Показатели	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2004 г.	2010 (прогноз)
Поставки LPG	28	42	54	66	75	103

Наиболее крупным поставщиком LPG к востоку от Суэцкого канала является Саудовская Аравия, экспорт из которой в 2000 г. составил 12,3 млн т. Ожидают, что в 2005 г. поставки LPG из Саудовской Аравии снизятся до 11,5 млн т из-за сдерживания добычи нефти с целью поддержания на более высоком уровне цены, а также из-за того, что с вводом в эксплуатацию новых нефтехимических комплексов увеличится внутреннее потребление LPG.

Экспорт LPG из других арабских стран в 2000 г. составил: из ОАЭ – 5,9 млн т, Кувейта – 2,7 млн т, Катара – 1,0 млн т, Ирана – 1,2 млн т, прочих – 0,29 млн т. Эксперты считают, что в период до 2005 г. поставки из ближневосточных стран возрастут с 23,0 млн т в 2000 г. до 26,6 млн т. Экспорт из Индонезии, Малайзии, Австралии сохранится на уровне 4,5 млн т.

Спрос на LPG в зоне к востоку от Суэцкого канала постоянно рос и одновременно увеличивалась доля этой зоны в суммарном потреблении продукта (табл. 5.11).

Таблица 5.11

Динамика спроса на LPG в зоне к востоку от Суэцкого канала в период 1985–2000 гг. и прогноз на 2005 г. [329–331]

Показатели	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2004 г.	2010 г. (прогноз)
Потребление LPG в зоне к востоку от Суэцкого канала, млн т	26,7	36,8	51,0	66,0	81,0	103,0
Доля от мирового потребления, %	23	27	30	34	38	40

Крупнейшим потребителем LPG в зоне к востоку от Суэцкого канала является Япония (2004 г. – 18,2 млн т). На второе место вышел Китай (18,1 млн т в 2004 г.). Далее идут Ю.Корея (6,0 млн т), Индия (5,0 млн т).

В секторе к западу от Суэцкого канала поставщиками LPG являются США, Канада, Мексика, Норвегия, Великобритания, Алжир, Ливия, Нигерия, Венесуэла, Аргентина, Тринидад и Тобаго. В перспективе ожидается стабилизация объема поставок из района Северного моря, существенное увеличение поставок из Алжира, Нигерии, Анголы, а также Венесуэлы, Аргентины.

Динамика поставок LPG в зоне к западу от Суэцкого канала в период 1985–2004 гг. и прогноз на 2010 г. представлена в табл. 5.12.

Таблица 5.12

Поставки LPG в зоне к западу от Суэцкого канала (млн. т) [329–331]

Показатели	1985 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2004 г.	2010 (прогноз)
Объем поставок LPG в зоне	86	98	113	130	139	154

к западу от Суэцкого канала						
-----------------------------	--	--	--	--	--	--

Основными потребителями LPG в секторе к западу от Суэцкого канала являются США, страны Северо-Западной Европы и Средиземноморья, а также регион Центральной и Южной Америки.

Растущий спрос предполагается удовлетворять за счет увеличения поставок из Африки, прежде всего из Алжира, а также из стран Западной Африки (Нигерия, Ангола), где производство еще долгое время будет опережать внутреннюю потребность.

Среди поставщиков LPG в этом секторе рынка усилится роль Мексики. Государственная нефтегазовая компания этой страны Petroleos Mexicanos открыла для инвесторов свое производство LPG, что может благоприятно сказаться на увеличении выпуска. Увеличат поставки Аргентина, Бразилия, Боливия.

Несколько слов следует сказать о товарном продукте газоперерабатывающей промышленности – этане. Этот углеводород, извлекаемый из природного и попутного нефтяного газа, целиком идет на нужды нефтехимической промышленности. В 2004 г. на базе этана было произведено 28 млн т этилена, или 27% всего выпущенного этилена (103 млн т). На эти цели было израсходовано около 35 млн т этана. Несмотря на такие размеры поставок, рынок этана ограничивается, в основном, двумя регионами – Северной Америки и Ближнего Востока. На рынке США и Канады в 2004 г. было использовано 20 млн т этана, или 57% его суммарных поставок; на рынке региона Латинской Америки (включая Мексику) использовано 1,2 млн т этана; западноевропейские нефтехимические предприятия поглотили 2,4 млн т этана; В регионах Ближнего Востока, Африки и АТР было использовано 11,2 млн т этана. По расчетам экспертов в 2010 г. рынок этана, получаемого в газоперерабатывающей промышленности, возрастет до 50 млн т [330].

5.3. Цены сжиженных газов на мировых рынках

На рынке к востоку от Суэцкого канала цены на LPG, в основном, контрактные. На рынке к западу от Суэцкого канала – преобладают цены разовых сделок [331].

Основная цена поставщика LPG в районе производства (фоб) формирует нефтегазовая компания Саудовской Аравии (Saudi Aramco). Цена у потребителя устанавливается по принципу «netback» с учетом налогов и конкурентоспособности взаимозаменяемых энергоносителей. Цена устанавливается отдельно для пропана и бутана. Обычно компания устанавливает свои цены на базе трех экспортных тендеров по пропану и бутану и цен нелегкую арабийскую нефть. Базовая цена компании Saudi Aramco служит ориентиром для других производителей LPG в регионе Персидского залива. Котировки цен на LPG увязываются с изменением цен на нефть, но прямой зависимости здесь нет, так как помимо изменения цены на нефть учитывается, как минимум, соотношение спроса и предложения LPG, а также другие, влияющие на цену факторы (сокращение запасов у потребителей, резкое похолодание и т.п.).

Котировку цен (фоб) LPG, производимых из газа североморских месторождений, формирует компания British Petroleum; аналогично цен LPG, производимых в Африке – компания Sonatrach (Алжир), в Южной Америке – венесуэльская компания Coproven (дочерняя от Petroleos de Venezuela SA).

На рынке США цены на LPG складываются из условий конкуренции с нефтью (бензиновыми фракциями прямой перегонки нефти). Разница цен на пропан и бутан в США объясняется спецификой сфер их потребления (пропан – для отопления, бутаны – для нефтехимии и как компонент автобензина). Основные факторы формирования цен на американские сжиженные газы собственного производства – сезонность спроса, цены на нефть и конкурирующие с LPG нефтепродукты, а также на газ. При этом цены на нефть влияют непосредственно на цены LPG, а цены на газ – на издержки производства LPG и, соответственно, показатели прибыли газопереработчиков. Цены на импортируемые в США LPG складываются из цен поставщиков и транспортных издержек.

Динамика цен на LPG достаточно четко коррелирует с динамикой цен на нефть. Ниже

приведены данные о ценах на нефть и LPG, поставляемых из Саудовской Аравии в период 1997–2001 гг. (табл. 5.13).

Таблица 5.13

Цены на нефть и LPG, поставляемые из Саудовской Аравии в период 1997–2005 гг. [6]

Показатели	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2005
Цена нефти «дубай», долл./барр	18,13	12,16	17,13	26,24	22,82	25,0	49,5
Контрактная цена пропана, долл./т (фоб)	206	147	184	297	273	327	
Контрактная цена бутана, долл./т (фоб)	203	147	194	298	247	327	

Цены на LPG в других регионах мира в 2002 г. были следующие: средиземноморский рынок – пропан – 272 долл./т, бутан – 318 долл./т; Северо-Западная Европа – пропан – 277–298 долл./т, бутан – 283–325 долл./т. Спотовые цены на пропан находились в интервале 242–345 долл./т, на бутан – 244–345 долл./т.

Российский экспорт LPG составлял 1,2 млн т в 2001 г.; это немногим более 2% от мирового экспорта продукта. В 2005 г. российский экспорт возрос до 1,6 млн т. Основное направление российского экспорта LPG – страны СНГ, Балтии, Восточной Европы и Финляндия. Российские производители LPG предпринимают усилия для возврата утерянных в 90-е годы зарубежных рынков сбыта LPG.

Флот специальных танкеров-газовозов для транспортировки LPG по состоянию на март 2003 г. насчитывал 103 танкера общей вместимостью 8,0 млн м³. 7 танкеров должны быть введены в строй в течение 2003 г. Предполагалось, что их ввод позволит увеличить общую вместимость танкеров-газовозов до 8,5 млн м³ к концу 2003 г. В связи с выбытием ряда относительно небольших и устаревших танкеров их численность в середине 2005 г. составляла 88 общей вместимостью 8,3 млн м³. Основная часть танкеров для транспортировки LPG построены в Ю. Корее (76%) и Японии (17%). Ожидается, что в 2015 г. вместимость танкеров для транспортировки LPG составит 15 млн м³ [332].

Следует напомнить, что флот танкеров-газовозов в середине 2005 г. насчитывал 990 единиц суммарной вместимостью 14,5 млн м³. По расчетам экспертов вместимость танкерного флота для транспортировки различного вида газов (LPG, аммиак, нефтехимика™ – этилен, пропилен, бутадиев, винилхлорид и др.) возрастет до 18,6 млн м³ в 2010 г. и до 24,6 млн м³ в 2015 г. [332].

В 2004 г. танкеры-газовозы перевезли 73 млн т грузов, в т.ч. 48 млн т LPG, 15 млн т аммиака и 10 млн т нефтехимикатов.

Стоимость современного крупного танкера-газовоза в середине 2005 г. составляла около 90 млн долл., а еще 10 лет назад – 48 млн долл.

Глава 6. Современное состояние и перспективы развития российского нефтегазового комплекса

6.1. Роль топливно-энергетического комплекса в экономике России и в мировой энергетике

Россия всегда считалась одним из ведущих энергетических государств мира. В мировом производстве топлива и энергии на ее долю приходится 23% добываемого газа, более 12% нефти (включая газовый конденсат), почти 6% угля и 6% электроэнергии. Есть полная уверенность, что роль российских топливно-энергетических ресурсов в формировании устойчивого энергоснабжения сохранится и в XXI веке.

В России значение ТЭК особенно велико. Во-первых, из-за огромного ресурсного потенциала: располагая 2,4% населения и 13% территории мира, она имеет 12–13% прогнозных топливно-энергетических ресурсов, в том числе более 12% разведанных запасов нефти, более 30% запасов газа, более 11% разведанных запасов угля. Во-вторых, она обладает уникальным производственным, научно-техническим и кадровым потенциалом. В-третьих, важное место ТЭК определяется климатическими условиями, при которых обеспечение энергоресурсами экономики и населения страны является жизненно важным фактором существования целых регионов [333].

В конце XX века роль России в мировой экономике изменилась. Беспрецедентное в мирное время падение ВВП в 90-е годы (на 34%) изменило положение России как мировой сверхдержавы. За тот период, когда экономические показатели России ухудшились, ВВП в США вырос на 36%, европейских странах – на 20–30%, Китае – в 2,5 раза. В мировой экономике наряду с ростом ВВП происходил рост энергопотребления, однако энергопотребление росло в меньшей степени, чем ВВП, так что показатели энергоемкости ВВП в наиболее развитых странах снижались.

Структура экономики России в этот период менялась в противоположную сторону. Если в структуре мировой экономики роль топливно-энергетического комплекса в составе ВВП снижалась, то в России, наоборот, росла. Если в западных странах прирост ВВП осуществлялся в основном за счет перерабатывающей промышленности и сферы услуг, то в России – в основном за счет ТЭК. За 90-е годы в структуре промышленного производства доля отраслей с высокой степенью переработки снизилась.

После кризиса 1998 г. в период 1999–2005 гг. в развитии ТЭК появились положительные тенденции – рост производства во всех его отраслях. Но запас прочности ТЭК, созданный на протяжении десятилетий, практически исчерпан.

В 2004 г. на долю ТЭК в России приходилось около 30% объема промышленного производства, 32% доходов консолидированного и 40% федерального бюджета, 53% валютных поступлений от экспорта.

Сейчас Россия занимает ведущее место по ресурсному потенциалу и производству первичных энергоресурсов: 1-е место по добыче газа, 2-е – по нефти, 4-е – по электроэнергии, 6-е – по добыче угля.

По потреблению же первичных энергоресурсов на душу населения, несмотря на высокую энергоемкость экономики, мы все сильнее отстаем от развитых стран. Если еще в 1995 г. по общему объему энергопотребления США и Китай превосходили Россию, соответственно, в 3,5 и 1,4 раза, то уже в 2000 г., соответственно, в 3,8 и 2 раза. Энергоемкость российской экономики в 2004 г. составляла на 1 тыс. долл. ВВП 3 тонны нефтяного эквивалента (тнэ). Добыча и производство первичных энергетических ресурсов в расчете на одного постоянного жителя России составляют всего 8,3 тнэ, в т.ч. нефти – 3,2 тнэ, что значительно ниже, чем в добывающих странах Ближнего Востока, Норвегии и др., где финансовые накопления от экспорта углеводородов позволяют иметь процветающую экономику и дают возможность масштабно направлять избыточные нефтедоллары в те

секторы рынка, которые надежно страхуют такую экономику [334].

Российский топливно-энергетический комплекс решает три основные задачи: он должен обеспечивать нужды страны в энергетических ресурсах, наполняет основную часть валютных поступлений и в последнее время финансирует Стабилизационный фонд федерального бюджета, который был создан для страхования от рисков, присущих открытой экономике.

Ресурсная база топливно-энергетического комплекса России позволяет уверенно считать, что Россия будет и в перспективе обеспечена всеми видами топлива и энергии, которые необходимы для устойчивого роста экономики. Более того, ТЭК России является одним из важнейших элементов мировой энергетической безопасности.

Оценка современного состояния и перспектив возможностей ТЭК даны в «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.», утвержденной правительством РФ в 2003 г. [335].

Разработка энергетической стратегии России началась еще в 1992 г. Ей предшествовал подготовленный группой ученых документ «Основы новой энергетической политики страны» [336]. Затем в 1994 г. были разработаны и в 1995 г. указом Президента были утверждены «Новая энергетическая политика», а постановлением правительства – «Основные положения энергетической стратегии России на период до 2010 г.». Авторы этих документов сделали упор не на прогноз показателей развития ТЭК, а на выработку механизмов их достижения в новых рыночных условиях. Однако по традиции, идущей еще с советских времен, крен был сделан в сторону цифр. Экономическая ситуация в стране развивалась не по сценариям, заложенным при обосновании стратегии, поэтому многие из названных в ней цифр явно не совпали с фактическим (что было сделано при сравнении фактических данных за 2005 г. с показателями Программы). В 2000 г. начался новый этап разработки энергетической стратегии уже на период до 2020 г. Разработчиками были заложены основы ценовой политики на продукцию естественных монополий (прежде всего, на газ и электроэнергию), приняты концепции налоговой политики, приватизации, в одних случаях, и огосударствления, в других, поощрения конкуренции и т.п. Однако, по мнению одного из ведущих разработчиков энергетической стратегии, сама энергостратегия «наскочила на рифы недальновидной ценовой политики», что вызвало заметное отклонение ожидаемых на 2005 г. результатов и фактических данных за 2005 г. В частности, фактический показатель отношения уровня ВВП 2005 г. к 1990 г. (в сопоставимых ценах) оказалось в пределах наметок стратегии (факт. – 97,2%, энергостратегия – 84–107%); суммарное потребление энергоресурсов оказалось ниже (факт. – 960 млн тут, энергостратегия – 1010–1080 млн тут), зато заметно выше стал объем экспорта (факт. – 795 млн тут, энергостратегия – 425–570 млн тут), причем в основном за счет увеличения экспорта нефти (факт. – 252 млн т, энергостратегия – 91–120 млн т), что, в свою очередь, было обусловлено значительным превышением объема добычи нефти (факт. – 470 млн т, энергостратегия – 260–320 млн т) [336].

В «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» предусматривается рост производства всех видов ресурсов при одновременном снижении удельных расходов энергетических ресурсов во внутреннем потреблении за счет энергосбережения.

Энергосбережение признано важнейшим направлением развития ТЭК. Общий потенциал энергосбережения составляет до 45% современного энергопотребления. Около 370 млн т.у.т. (40% существующего внутреннего потребления энергии) составляют потери из-за отсутствия необходимых средств для замены оборудования и должного контроля.

В результате перестройки экономики и полного использования имеющего потенциала энергосбережения по оценке, содержащейся в «Энергетической стратегии 2020 г.», при намечаемом росте ВВП в 1,5–1,7 раза в 2010 г. и в 2,2–2,3 раза по сравнению с 2000 г. будет возможным удержать рост спроса на энергоресурсы на внутреннем рынке всего в 1,03–1,12 и 1,15–1,28 раза соответственно [334].

Для достижения намеченных «Энергостратегией» целей необходимо устранить

имеющиеся технологические потери. Прежде всего, это огромные потери электроэнергии, в т.ч. при ее транспортировке, уменьшить потери в централизованном теплоснабжении.

Значительная часть продукции ТЭК идет на экспорт. В 2002 г. доля топливно-энергетических ресурсов в экспорте составила 54% (машин, оборудования и транспортных средств – 9%), в 2005 г. – 58%. За последние годы вывоз продукции ТЭК увеличился: этому благоприятствовала конъюнктура цен на энергоресурсы. При этом изменение структуры экспорта энергоресурсов свидетельствует об усилении сырьевой ориентации. В ней по-прежнему преобладает сырая нефть (более 50%), причем ее удельный вес возрос на 6 процентных пунктов. Рост экспорта обработанной продукции зафиксирован только по товарам низших стадий переработки, и то незначительный: на 0,2% дизельного топлива и 1% топочного мазута.

После кризиса в августе 1998 г. доля экспортных поставок энергоресурсов от общего объема их производства увеличилась: по нефти с 41 до 45%, газу – с 30 до 35%. В 2005 г. на экспорт шло 54% российской нефти, почти треть газа.

Безусловно ставка на экспорт первичных энергоресурсов не может быть главной задачей развития экономики на перспективу. Необходима активная структурная перестройка за счет ускоренных темпов роста отраслей с высокой добавленной стоимостью и относительно невысокими удельными расходами энергоресурсов.

В ближайшие годы экспорт энергоресурсов останется ключевым фактором развития национальной экономики. Закрепление за Россией достойного места на мировых энергетических рынках является важнейшей задачей Стратегии. Причем не столько как экспортера дешевого сырья, но и как крупного поставщика продукции более высоких стадий обработки.

Человечество, потребляя огромное количество невозобновляемых ресурсов углеводородного сырья, постепенно приходит к их исчерпанию и неотвратимым изменениям климата и, соответственно, состояния окружающей среды. Ожидаемый дефицит нефти и газа отделен от нашего времени 25–35 годами. К этому времени экспортировать нефть и газ в значительных объемах смогут только отдельные страны Ближнего Востока, а газ – Россия. Ситуация в регионе Ближнего Востока уже на протяжении десятилетий остается напряженной, причем напряженность не ослабляется, а только усиливается.

Особая роль в обеспечении мировой энергетической безопасности и сохранении среды обитания принадлежит России и ее топливно-энергетическому комплексу. Россия обладает 30–40% мировых запасов природного газа – основы низкоуглеродной энергетики, серьезными запасами нефти и угля, развитой и постоянно расширяющейся транспортной инфраструктурой, занимает достаточно выгодное геополитическое положение, позволяющее ей организовать поставки энергоресурсов крупнейшим мировым потребителям, активно разрабатывает альтернативные источники энергии, в первую очередь, новую ядерную энергетику. Понимание того факта, что Россия может и должна стать альтернативным мировым энергетическим центром – гарантом мировой энергетической безопасности – стало одним из ключевых положений российской внешней политики, ее геополитики и геостратегии.

6.2. Нефтегазовый комплекс России: характеристика и место в мировой нефтегазовой промышленности

Нефтегазовые отрасли (нефтегазовый комплекс) являются важнейшей составной частью ТЭК.

В течение многих лет нефтегазовый комплекс России (НГК) является основой энергоснабжения страны и одним из ее важнейших народнохозяйственных комплексов.

В начале XXI века НГК обеспечивал более 2/3 общего потребления первичных ресурсов и 4/5 их производства. НГК являлся главным источником налоговых поступлений (40% доходов Федерального бюджета и порядка 20% консолидированного бюджета). Более половины валютных поступлений давал НГК. На долю НГК приходилось 17,5%

промышленного производства, около 4% занятых в промышленности и 3% занятых в народном хозяйстве [337].

В 90-е годы роль НГК заметно выросла. Это объясняется высокой конкурентноспособностью продукции НГК. Степень падения отраслей НГК во время системного кризиса 90-х годов была меньшей, чем для других отраслей российской экономики.

Развитие НГК является своего рода локомотивом движения экономики вперед, поскольку тянет за собой развитие металлургии, машиностроения, энергетики, средств коммуникации, создает новые рабочие места. Мнение ряда «специалистов», что, развивая НГК, мы постепенно усиливаем сырьевую ориентацию страны, превращаем Россию в подобие «банановой» республики, нельзя считать серьезным. Развитие НГК, ориентированное на инновации, на глубокую переработку нефти и газа, дает импульс развитию сопряженных отраслей, вызывает т.н. мультипликативный эффект от капитальных и эксплуатационных затрат в результате реализации нефтегазовых проектов. Расчеты свидетельствуют, что каждый рубль дополнительного производства продукции НГК увеличивает ВВП страны на 1,5–1,6 рубля; каждый рубль капиталовложений в НГК обеспечивает 1 – 2 рубля и более прироста национальной экономики. Косвенный эффект развития НГК (через обеспечение платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей с последующими налоговыми, социальными и прочими эффектами) существенно превышает прямой эффект развития НГК. Следует еще раз отметить создание новых рабочих мест и развитие производства не только в «нефтегазовых», но и в машиностроительных районах. Характеристика российского НГК и оценка его места в мире представлены в табл. 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1

Характеристики российского нефтегазового комплекса в 2004 г. [333]

№№ п/п	Показатели	Промышленность в целом	Нефтегазовый комплекс				Доля НГК, %
			Нефтедобыча	Нефтеперераб.	Газовая пром.	Всего НГК	
1	Выпуск продукции, млрд руб.	11209	1432,5	298,6	234,1	1965,2	17,5
2	Основные промышленно-производственные фонды, млрд руб.	7607	1699,4	191,4	93,2	1984,0	26,1
3	Численность работающих, тыс. чел.	11977	293	102	75	470	3,9
4	Среднемесячная зарплата, руб.	7864,8	24108	14231,8	33375,5	23443,5	в 3 раза выше
5	Прибыль, млрд руб.	1237	457,6	29,5	22,8	509,9	41,2
6	Рентабельность, %	17,9	36,3	22,5	16,2	31,8	в 1,9 раза выше
7	Инвестиции в основной капитал, млрд руб.	948,6	190,3	36,2	120,6	347,1	36,6
8	Внешнеторговый оборот, млрд долл.	181,6	58,3	19,3	21,9	99,5	54,8

Таблица 6.2

Место российского нефтегазового комплекса в мировой нефтегазовой промышленности [333, 337]

6.2.1. Доля нефти и газа в производстве энергоресурсов в 2000 г. (%):

	Мир	РФ
Нефть	40	35,8
Газ	24	45,3

Доля нефти и газа в производстве энергоресурсов в 2004 г. (%):

	Мир	РФ
Нефть	41	38,7
Газ	24	43,0

6.2.2. Доли российских запасов нефти в мировых разведанных запасах в 2004 г.:

- оценка российских запасов по американской методике – 6,2%
- оценка российских запасов по отечественной методике – 10–12%.

6.2.3. Доля российской нефтедобычи в мировой добыче нефти (%):

Годы	1990 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2005 г.
Доля российской добычи	16,2	9,0	8,8	8,8	8,8	9,0	9,7	11,3	12,5

6.2.4. Доля российского потребления нефти в мировом потреблении (%):

Годы	1990 г.	1996 г.	2000 г.	2002 г.	2005 г.
%	12,2	5,3	5,0	3,5	3,4

6.2.5. Средние издержки добычи нефти за полный срок разработки месторождений в России и других странах, долл./барр.:

Страны	Иран, Ирак, Саудовская Аравия	Кувейт	ОАЭ (суша)	Ливия, Мексика, Нигерия	Россия	ОАЭ (море)	Индонезия	США (Техас)	Египет	США (Аляска)	Северное море
Издержки добычи, долл./барр	0,5	1,0	2,5	3,0	5,0	6,0	6,0	8,0	12,0	17,0	20,0

6.2.6. Сравнительная оценка налогового режима для нефтяных инвестиционных проектов:

Страна	Совокупное налоговое бремя к налогооблагаемому доходу, %
Россия, текущее налогообложение	104
СРП	68
США, Аляска	66
Прочие штаты	55
Великобритания	30
Индонезия	89
Абу-Даби	88
Венесуэла	87
Норвегия	83

6.2.7. Доля РФ в мировых запасах природного газа, % (оценка иностранных экспертов):

1998 г.	1999 г.	2000 г.	2002 г.	2005 г.
32,9	32,4	32,0	30,5	26,6

6.2.8. Доля РФ в суммарных разведанных запасах нефти и газа в 2000 г. и 2005 г.

Суммарные мировые запасы нефти и газа, млрд т НЭ – 276,3 млрд.т (2000 г.) и 327 млрд т (2005 г.).

Российские разведанные запасы нефти и газа (по американской методике) – 50 млрд т нефтяного эквивалента (НЭ) (2000 г.) и 53,7 млрд т НЭ (2005 г.).

Удельный вес российских запасов нефти и газа среди мировых разведанных запасов – 16,4%

6.2.9. Среди десяти крупнейших газовых месторождений мира 7 российских: Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Заполярное, Штокмановское, Арктическое с суммарными

запасами 27,2 трлн м³ (20% мировых разведанных запасов).

- 6.2.10. Доля в мировой добыче природного газа в 2000 г. – 22,4%; 2002 г. – 21,9%; 2005 г. – 21,6%.
- 6.2.11. Место ОАО Газпром среди мировых нефтегазовых компаний: по уровню запасов – первое, по уровню ежегодной добычи – первое.
- 6.2.12. Доля в мировом потреблении природного газа в 2000 г. – 15,7%; 2002 г. – 15,0%; 2005 г. – 14,7%.
- 6.2.13. Доля РФ в мировой торговле природным газом в 2000 г. – 24,7% (включая торговлю СНГ); в 2002 г. – 22%; 2005 г. – 21,9%.
- 6.2.14. Поставки российского газа в Европу (по трубопроводам) в суммарных экспортных поставках: 1995 г. – 50%, 2000 г. – 43%, 2002 г. – 45%, 2005 г. – 40,4%. Доля российского газа в суммарных экспортных поставках газа в Европу в 2002 г. (включая СПГ) – 40%, 2005 г. – 35,9%.
- 6.2.15. Доля российских поставок газа на европейском газовом рынке в 2002 г. – 25%, 2005 г. – 28%.

6.3. Российская нефтяная промышленность

6.3.1. Историческая справка

Поиск, разведка и разработка нефти в России ведутся уже более 140 лет. Вехи нефтяной промышленности России представлены ниже:

Вехи нефтяной промышленности России

- 1869 – Открытие первого в мире уникального по запасам нефтяного месторождения Балаханы-Сабунчи-Романы (Азербайджан).
- 1893 – открытие Старо-Грозненского месторождения.
- 1901 – добыча в мире составила 21,24 млн тонн, в т.ч. в России – 11,2 млн тонн.
- 1902 – первые буровые установки с вышкой в бакинском районе.
- 1906 – первый в России нефтепровод от г. Баку до г. Батуми протяженностью 833 км.
- 1910 – открытие И. Губкиным рукавообразной залежи нефти в Майкопском районе.
- 1918 – национализация нефтяной промышленности России.
- 1923 – первое использование турбобура при бурении скважин (СССР).
- 1925 – начало применения поисковых геофизических работ в России (Эмбенский район)
- 1930 – открытие Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Чибыюское месторождение легкой нефти).
- 1932 – Открытие Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Ишимбаевская пл.) 1937 – Начало использования горизонтального бурения (месторождение Ярега, Волго-Уральская провинция).
- 1948 – Открытие крупнейшего в Европейской части России Ромашкинского нефтяного месторождения.
- 1962 – Открытие первого нефтяного месторождения в Восточной Сибири (Марковское, Иркутская область).
- 1964 – Первый экспортный нефтепровод в СССР («Дружба»).
- 1965 – Открытие самого крупного в России нефтяного месторождения Самотлор (Западная Сибирь).
- 1977 – Открытие первого месторождения на шельфе Сахалина (Одопту-море).
- 1988 – Добыча нефти в СССР достигла рекордного в мире уровня 624 млн тонн (Россия – 568,5 млн тонн).
- 2000 – Открытие на Каспии Хвалынского и Кашганского месторождений.

6.3.2. Объемы добычи и экспорта

Максимум добычи нефти в России был достигнут в 1988 г. 568,5 млн. тонн. После

распада СССР и изменения общественного строя в 90-е годы добыча нефти стала резко падать (табл. 6.3).

Таблица 6.3

Динамика добычи нефти и газового конденсата в России, млн т [333]

Годы	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.
Добыча	516,0	452,0	399,2	391,6	317,8	306,8	301,2	305,6

Продолжение таблицы 6.3

Годы	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Добыча	303,4	305,1	323,6	348,0	379,7	422,0	459,0	470,0

В чем причины столь драматического, почти обвального, падения добычи нефти в период 1991–1999 гг.? Причины следует искать путем анализа как объективных, так и субъективных факторов.

К объективным факторам можно отнести существенное ухудшение геолого-экономических условий добычи нефти. Вновь открываемые и вводимые месторождения стали меньше по уровню запасов. Таких гигантских месторождений, как Самотлор, открыть пока не удалось. За период с 1985 г. резко снизился показатель продуктивности скважин, как это видно из таблицы 6.4.

Таблица 6.4

Средний дебит нефтяных скважин, т/сутки [333, 338]

Годы	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Старые скважины	11,3	10,0	8,9	7,9	7,7	7,4	7,3	7,2	7,3	7,4	7,3	8,8
Новые скважины	17,1	14,3	12,0	11,0	10,8	11,0	12,3	18,4	18,9	20,8	21,2	20,0
В среднем	11,6	10,4	9,0	8,0	7,8	7,5	7,4	7,3	7,4	7,5	7,5	9,0

Продуктивность (дебит) многих скважин не превышает 7,5 т/день, что почти на порядок ниже, чем это было в 70–80-е годы. В период 2002–2005 гг. средняя продуктивность одной скважины в России несколько увеличилась и немного превысила Ют/сутки, что все же была меньше, чем в 1990 г.

Новые месторождения открываются в отдаленных труднодоступных районах с суровыми климатическими условиями и при почти полном отсутствии какой бы то ни было инфраструктуры. Многие месторождения открыты на шельфе арктических морей, где условия добычи близки к экстремальным. Многие из действующих месторождений вступили в фазу падающей добычи. На большинстве из них резко увеличился коэффициент обводненности, что приводит к ухудшению условий и возрастанию затрат на добычу. Для выработки остаточных запасов нефти на разрабатываемых месторождениях и вводимых в эксплуатацию новых месторождениях приходится применять дорогостоящие методы.

Другую группу причин падения добычи нефти можно причислить к негативным последствиям распада СССР. Единый народнохозяйственный комплекс СССР строился исходя из принципов разделения труда, специализации, развития окраин. После распада СССР многие годами наработанные связи нарушились. В частности, практически полностью прекратились поставки многих видов нефтяного оборудования, основное производство которого было сосредоточено в старых нефтедобывающих районах (Азербайджане, Чечне). Азербайджано-армянское противостояние из-за Нагорного Карабаха привело к тому, что заводы нефтяного машиностроения выделившегося из СССР Азербайджана переключились на выпуск совершенно другой продукции. Из-за обострения обстановки прекратили работу предприятия нефтяного машиностроения Чечни. В результате, нефтяная промышленность России на некоторое время осталась без оборудования, необходимого для поддержания работы действующих и обустройства новых скважин. Пока на выпуск такого оборудования не переключились российские машиностроительные заводы, было потеряно время, и из-за остановки скважин упала добыча нефти.

Но все же основной причиной падения добычи нефти стали факторы системного кризиса, поразившего российскую экономику в переходный период. Инфляция «съела»

оборотные средства предприятий добычи и переработки нефти. Снизилась до чрезвычайно низкого уровня покупательная способность потребителей нефти и нефтепродуктов. Нарастал снежный ком неплатежей. Из-за отсутствия средств предприятия нефтяной отрасли не смогли своевременно заменять оборудование, производить ремонт. Инфляция издержек в соединении с чрезмерными налогами сделали нерентабельной работу многих нефтяных скважин. В 1998 г. ситуацию углубило падение мировых цен на нефть и нефтепродукты, которое привело к резкому ухудшению финансового положения предприятий отрасли.

Совокупность указанных выше причин привела к существенному возрастанию числа неработающих скважин, о чем говорят данные таблицы 6.5.

Таблица 6.5

Годы	1988	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2002
Общее число скважин	121,8	138,8	145,2	146,0	147,0	143,0	144,0	139,0	138,8	131,7	133,3	142	154,3
Число неработающих скважин	7,8	9,8	13,9	22,5	29,1	29,2	39,9	36,6	37,7	34,0	35,0	33,5	36,1
% неработающих скважин	6,4	7,1	9,6	13,4	15,4	20,4	27,7	26,3	27,2	25,8	26,3	23,6	23,4

В 2004–2005 гг. положение с использованием фонда скважин стало улучшаться: в 2004 г. из общего фонда скважин 155700 неработающих было 36800 (23,6%), а в 2005 г. из суммарного числа скважин 152612 неработающих было 29955 (19,6%) [339, 340].

Кратное сокращение инвестиций в нефтедобычу, включая затраты на поиск и разведку месторождений обусловлено не только общим спадом, но и повышенной степенью риска и относительно длительным (7–10 лет) периодом окупаемости инвестиций. Из-за того, что естественное падение дебитов на любом месторождении составляет 10–15% ежегодно, только на поддержание сложившихся условий добычи необходимо вводить новые мощности, обустраивать новые месторождения, бурить новые скважины.

Отсутствие капиталовложений сказалось на объемах разведочного и эксплуатационного бурения, сократившихся в 1996 г. более чем в 5 раз по сравнению с уровнем 1988 г. Фактическая динамика буровых работ за этот период выглядит, по данным Минтопэнерго РФ, следующим образом (млн м): 1989 г. – 41,5; 1990 г. – 36,3; 1991 г. – 28,7; 1992 г. – 21,2; 1993 г. – 18,7; 1994 г. – 11,4; 1995 г. – 10,2; 1996 г. – 6,8; 1997 г. – 7,4; 1998 г. – 5,0; 1999 г. – 5,3. Объем разведочного бурения снизился с 5,2 млн. м в 1990 г. до 1,2 млн. м в 1999 г. [337]. В 2005 г. объем буровых работ составил 9,8 млн м, в т.ч. эксплуатационное бурение 9,2 млн м, а разведочное бурение 0,6 млн м, что несравненно меньше, чем в начале 90-х годов.

Снижение объемов разведочного бурения сказалось на объемах прироста запасов, которые с 1994 г. устойчиво стали меньше, чем текущая добыча, что является совершенно неприемлемым для нефтедобывающей страны.

Последнее утверждение подтверждается данными таблицы 6.6.

Таблица 6.6

Годы	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Запасы, млрд т	18,0	17,54	17,16	16,83	16,25	16,0	15,7	15,6	15,5	15,4
Прирост запасов, млн т	836,3	476,7	391,9	216,1	155	212,8	214,0	213,0	200	250
Отношение прироста запасов к добыче, %	180,9	119,4	111,0	68,0	50,6	70,6	70,0	70,2	65,5	77,4

Продолжение таблицы 6.6

Годы	2001	2002	2003	2004	2005
Запасы, млрд т	15,4	15,3	15,1	15,0	15,0
Прирост запасов, млн т	293	254	258	239	585
Отношение прироста запасов к добыче, %	84,2	67,0	61,1	52,0	124,5

* По данным Минэнерго РФ; запасы категорий А, В и С₁ 1991–2001 г.) и [339] – 2002–2004 гг.

Ситуация с увеличением прироста запасов не стала улучшаться даже в период 2000–2005 гг., когда доходы нефтяных компаний из-за роста мировых цен непрерывно возрастали. Лишь в 2005 г. впервые за 12 лет удалось создать нормальное соотношение добычи и прироста запасов.

В современной России действует государственная система учета полезных ископаемых, базирующаяся на классификации запасов, созданной в 1928–1932 гг. на этапе активного построения социализма в отдельно взятой стране. В настоящее время эта система, в которой существенную роль играл политический фактор, пришла в противоречие в правилами ведения бизнеса в условиях глобализации и интеграции российского нефтегазового комплекса в мировую экономику.

Нефтяные компании с целью определения собственных активов, продвижения акций на фондовые рынки, привлечения инвесторов и получения кредитов в иностранных банках уже более десяти лет вынуждены пользоваться услугами зарубежных аудиторов, руководствующихся в своих расчетах международными стандартами классификации запасов. В частности, переоценки запасов по заказу отечественных компаний выполнили авторитетные западные фирмы Miller and Lents и De Golier and Mc Naughton.

Оценки российских запасов по различным оценкам колеблются от 50 до 150 млрд барр. (6,8–20,5 млрд т). Низкая оценка – это консервативная оценка, сделанная по принятым на Западе методикам. Такую (или близкую) оценку дали: журнал Oil and Gas Journal; компания BP (правда, в последнее время подняло ее до 9,1 млрд т); Министерство энергетики США в 2001 г.; итальянский энергетический концерн ENI в 2002 г. Более высокие оценки дали Всемирный банк в 2002 г. – 11,9 млрдт, российские консалтинговые компании «Центр нефтегазового бизнеса» и «Петромаркет» в 2004 г. – 15 млрд т; компания Wood McKenzie в 2002 г. – 16,4 млрд т; Международный центр нефтегазового бизнеса в 2003 г. – 15,3 млрд т; Международное энергетическое агентство (IEA) в конце 2002 г. – 20 млрдт; аналогичная цифра приведена в нефтяной энциклопедии (Petroleum Encyclopedia). В одном из докладов счетной палаты РФ приводилась цифра в 25,2 млрд т [339, 341]. Косвенным методом можно подсчитать российские разведанные и доказанные запасы по данным аудита запасов крупнейших российских нефтегазовых компаний. По данным на 1.1.2002 г. доказанные запасы компании ЛУКОЙЛ – 1,96 млрд т, ЮКОС – 1,68 млрд т, ТНК – 1,01 млрд т, Сургутнефтегаз – 0,97 млрд т, Сибнефть – 0,63 млрдт. Приняв во внимание, что за ведущими российскими компаниями закреплено примерно 90% суммарных запасов, получается консервативная оценка 7 млрдт [339].

Для того, чтобы устранить разноречивость в оценке классификаций запасов в конце 2003 г. Европейская экономическая комиссия ООН завершила разработку проекта Международной рамочной классификации ресурсов месторождений твердых горючих ископаемых и минерального сырья. Утверждена рамочная классификация энергетических и минеральных ресурсов (РК ЭМР) [342].

Представляется, что следование правилам игры на мировом рынке нефти, на котором российские компании играют важную роль, предстоящее вступление России во Всемирную торговую организацию (ВТО) однозначно требуют использования в отечественной практике единых международных стандартов учета и оценки запасов.

Положение в российском нефтяном комплексе стало улучшаться в 2000–2005 гг. В эти годы добыча возросла по сравнению с предыдущими годами соответственно на 7,5%, 9,1%, 11,1%, 8,8% и только в 2005 г. – лишь 2,4%. Благодаря благоприятному для российских компаний уровню мировых цен, увеличению доходов компаний, выделению средств на развитие удалось переломить тенденцию спада и перейти к устойчивому росту добычи.

При значительном падении объемов добычи нефти в период 1991–1999 гг. ее экспорт снизился незначительно. Однако структура экспорта кардинально изменилась. Если во времена СССР (1990 г.) более половины нефти поставлялось в бывшие союзные республики, то в 2000 г. поставки в страны-члены СНГ составили около 13% российского экспорта. В

2000–2005 гг. экспорт российской нефти существенно возрос, (табл. 6.7), а соотношение в поставках «ближнее зарубежье» : «дальнее зарубежье», снизившееся в 2000 г. до почти 1:10, в период 2002–2005 г. поднялось до уровня порядка 20:80.

Таблица 6.7

Экспорт российской нефти, млнт [161, 163]

Годы	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Всего	220,3	173,9	137,7	122,6	129,8	126,5	126,0	127,5	137,3	134,6	144,4
В страны СНГ	120,6	117,4	71,5	42,7	38,1	26,1	20,6	17,5	19,3	18,6	16,9
В дальнее зарубежье	99,7	56,5	66,2	79,9	91,5	100,4	105,4	110,0	118,0	116,0	127,5

Продолжение таблицы 6.7

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2006 (оц.)
Всего	159,9	187,5	223	258	260	265,5
В страны СНГ	22,4	35,8	37	40	40	н.д.
В дальнее зарубежье	137,5	151,7	186	218	220	н.д.

Нефтедобыча в России имеет ярко выраженную экспортную направленность. Рост экспорта стимулируется ограниченностью спроса на внутреннем рынке и высоким уровнем мировых цен на нефть.

Активизации экспорта способствовала произошедшая в 1995 г. либерализация экспорта, когда был упразднен институт спецэкспортеров, отменены тарифные льготы для ряда компаний и регионов, провозглашен принцип равнодоступности к магистральным нефтепроводам (пропорционально объемам добычи). Сейчас ограничением для экспорта нефти является лишь пропускная способность экспортной инфраструктуры.

Основные потоки российского нефтеэкспорта осуществляются по трубопроводной системе «Транснефти» в западном направлении. Это и понятно, трубопроводная система имеет наибольшую пропускную способность, а стоимость транспортировки по трубопроводу в 3–6 раз дешевле транспорта по железной дороге или речным транспортом. В 2005 г. из суммарного объема нефти, отправленной на экспорт в страны дальнего зарубежья, 95,2% прошли по системе трубопроводов «Транснефти» и 4,8% миновали эту систему. Из морских портов было вывезено 58,1% экспортируемой в дальнее зарубежье нефти, по нефтепроводу «Дружба» ушло 30,2%, по нефтепроводу КТК – 2,9%, в Литву было отправлено 4,1%, а по железной дороге было экспортировано 4,7% нефти, причем из этого количества более 6 млн т нефти было отправлено в Китай.

В 2005 г. Россия реэкспортировала 23,9 млн т нефти, в т.ч. 18,9 млн т казахстанской нефти [340].

Стремление максимально увеличить экспорт нефти в страны дальнего зарубежья на первых этапах перестройки в значительной степени было связано с колоссальной разницей мировых и внутренних цен на нефть.

Разница в ценах мирового рынка нефти и внутри России породила массу махинаций, когда нефть, купленная по внутренней цене, тут же продавалась за рубеж. Нефтяной бизнес стал одним из самых притягательных, в том числе и для преступных группировок. Негативными последствиями разницы мировой и внутренней цен на нефть явились недобор налогов от торговли нефтью и, особенно, расцвет коррупции. Общеизвестным является тот факт, что низкие цены на ресурсы ни в коей степени не могут способствовать проведению энергичной ресурсосберегающей политики.

Как показывает анализ динамики цен на нефть и соотношений мировых и внутренних цен, эта разница постепенно сглаживалась до финансового кризиса августа 1998 г. Девальвация рубля привела снова к большой разнице цен на нефть. Однако с 1999 г. (особенно с 2000 г.) внутренние цены росли, и разница мировой и внутрироссийской цен стала уменьшаться. Если сравнить среднюю оптовую цену покупателя российской нефти на внутреннем рынке в декабре 2000 г. (4152 руб., 144,7 долл.) с ценой нефти сорта Brent на лондонской нефтяной бирже (185,2 долл.), то окажется, что внутрироссийская цена составляла уже 78% от мировой. В табл. 6.8 показано соотношение мировой цены на нефть и

внутрироссийской цены (цены производителя).

Таблица 6.8

Соотношение российских и мировых цен в период 1991–2005 гг. [333, 338]

Годы	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Мировая цена, долл./т	131,0	127,0	111,1	107,1	119,0	138,9	134,9	96,0
Внутренняя цена*, долл./т	17,0	21,0	30,4	36,0	65,4	81,4	82,1	16,4
% внутренней цены к мировой	13,0	16,5	27,4	33,6	54,9	58,6	60,8	17,1

Продолжение таблицы 6.8

Годы	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Мировая цена, долл./т	133,8	186,9	146,2	183,7	211,1	278,5	399,6
Внутренняя цена*, долл./т	22,6	51,5	47,7	78,2	73,8	94,8	145,5
% внутренней цены к мировой	16,9	27,5	32,6	42,6	34,9	33,0	36,4

* цена производства

Эффективная ценовая политика государства должна быть основана на постепенном переходе к мировым соотношениям цен на товары и услуги.

Отметим, что в 2002 г. цена нефти на внутреннем рынке колебалась от 1000–1100 руб./т в начале и конце года до 3500–4100 руб./т в середине года. Сравнение среднемесячных цен на мировом и внутреннем рынке нефти в 2002 г. показывает, что внутренний рынок нефти развивался в отрыве от мирового и корреляций с ценами мирового рынка не наблюдалось. Тем не менее при анализе подобных соотношений за относительно длительный период зависимости динамики мировой цены и уровней добычи в России имеются. Отметим, что колебания цен на нефть в течение года были характерны и для 2003–2005 гг. Колебались и соотношения цен приобретения к средним ценам производителей (в 2000–2005 гг. в пределах 1,3–2,7) [333].

С исторической точки зрения весьма интересно сопоставить динамику изменения мировой цены на нефть и добычи нефти в России (таблица 6.9).

Таблица 6.9

Изменение мировой цены нефти и добыча в России.

Период	Среднегодовой уровень долл./баррель, Brent	Состояние нефтедобычи в России
До 1974 г.	1,90–2,80 (arabian light/dubai)	Начало освоения нефти Западной Сибири
1974–1978 гг.	10,41–13,03	Становление и расцвет
1979–1985 гг.	27,53–35,69	Первые признаки упадка
1986–1989 гг.	12,97–16,92	Достижение пикового уровня и начало спада добычи
1990 г.	20,50	Спад
1991–1995 гг.	14,76–17,21	Резкое снижение добычи до минимальной (с 70-х гг.) отметки в 1996 г.
1996–1997 гг.	18,14–18,56	—«—
1998 г.	12,16	Стабилизация на минимальном уровне
1999 г.	17,30	Начало восстановления уровня добычи
2000–2002 гг.	22,8–28,2	Рост фактической и прогнозируемой добычи
2003–2005 гг.	30–60	Рост добычи; замедление темпов роста в 2005 г.

Российская нефтяная промышленность сумела оперативно откликнуться на вызов мирового рынка нефти быстро увеличить добычу и экспорт нефти.

Благодаря поддержанию высоких мировых цен на нефть компаниям удалось увеличить свои доходы, чистую прибыль, вложения в разведку, добычу, переработку, транспорт и сбыт нефти и нефтепродуктов.

В 2002 г. доходы от экспорта нефти составили 28,9 млрд. долл., нефтепродуктов – 11,2 млрд долл. Хотя налоговая нагрузка на нефтяную промышленность России увеличилась до 17 млрд долл., тем не менее чистая прибыль нефтяных компаний возросла на 7 млрд долл. В 2005 г. выручка от экспорта сырой нефти составила 79,2 млрд долл., от экспорта нефтепродуктов – 33,65 млрд долл. Выручка от продажи нефти и нефтепродуктов позволила довести размер Стабилизационного фонда на 1.01.2006 г. до 1237 млрд руб.

В период 2000–2005 г. добыча нефти в России возросла на 45,4%, экспорт увеличился на 73,9%, а переработка – на 19,5%. Достигнутый в 2005 г. уровень добычи нефти превысил оптимистический уровень, намеченный «Энергостратегией России» на 5,6% (почти 25 млн т) [343]. Однако ряд обстоятельств несколько омрачают общую картину развития российского нефтегазового комплекса.

Состояние ресурсно-сырьевой базы эксперты характеризуют как ухудшающееся в количественном и качественном отношении. Что касается качественных показателей, то можно отметить: уровень добычи на протяжении 1994–2004 гг. превышал прирост запасов и только в 2005 г. это соотношение было приведено в норму. Если говорить о качественных ухудшениях, то здесь надо обратить внимание на то, что: доля трудноизвлекаемых запасов увеличилась до 55–60%; средняя степень выработанности запасов на эксплуатируемых месторождениях превысила 50%, в т.ч. на старых месторождениях 78–81%; основные нефтегазовые месторождения (Западная Сибирь, Урало-Поволжье) вышли на поздние стадии разработки, а новые (Тимано-Печорская нефтегазовая провинция, месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока) меньше старых и характеризуются более высокими затратами; в структуре извлекаемых запасов возросла доля мелких месторождений (около 80%), что требует больших удельных затрат на создание инфраструктуры и приводит к росту себестоимости; около 80% разведанных месторождений находятся в северных районах, что удорожает стоимость добычи и транспортировки нефти; свыше трети разработанных месторождений относится к малопроницаемым коллекторам, содержат высоковязкую, высокосернистую нефть; около четверти вновь открытых запасов находятся на шельфе морей и океанов, в основном замерзающих акваторий арктических морей, что потребует для их освоения дорогостоящего оборудования и ледовой защиты при добыче и транспортировке нефти [343].

По мнению экспертов для сохранения достигнутого уровня добычи нефти потребуются активизировать деятельность недропользователей по организации геолого-разведочных работ, увеличить привлекательность вложений в геологоразведку, разработать и внедрить систему мероприятий, направленных на стимулирование недропользования. Потребуется новая редакция «Закона о недрах», принятия закона «О концессионных соглашениях», изменения в земельном и бюджетном кодексах с целью закрепить меры ответственности недропользователей за соблюдение норм разработки месторождений и поощрения за восполнение запасов углеводородного сырья.

6.3.3. Институциональные преобразования в российской нефтяной промышленности

Нефтяная промышленность России за чрезвычайно короткий срок прошла путь приватизации и акционирования. Ни в одной нефтедобывающей стране мира приватизация не осуществлялась такими быстрыми темпами. Была осуществлена монополизация отрасли. Вместо единого Министерства нефтяной промышленности и впоследствии заменившей его государственной компании «Роснефть», возникли вертикально интегрированные нефтяные компании (в разных стадиях их формирования). Крупнейшие среди них – «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «Сургутнефтегаз», «Тюменская нефтяная компания» (ТНК), «Сибнефть», «Славнефть», «Татнефть», «Башнефть». Процесс слияний, поглощений, объединений в российской нефтяной промышленности продолжается. Вертикально интегрированные компании объединили в своем составе предприятия геологоразведки и геофизики, строительства, научного и сервисного обслуживания, добычи, переработки нефти, реализации нефтепродуктов, иначе говоря, сомкнули технологическую цепочку «от скважины до бензоколонки». Постепенно за счет слияний и поглощений число вертикально интегрированных компаний уменьшается.

В России стала формироваться конкурентная среда. Хотя при образовании вертикально интегрированных нефтяных компаний за каждой из них был закреплен определенный регион России и направление экспорта, тем не менее мощные и энергичные компании стали

благополучно осваивать «чужие» сегменты рынка, способствуя усилению конкуренции.

Современные российские нефтяные компании в качестве стратегии реализации своей продукции на внутреннем и мировом рынках применяют расширение границ рынка для существующих видов нефтепродуктов за счет освоения новых отечественных и внешних рынков, осваивают производство новых видов продукции и ее реализацию на существующих и новых рынках, проводят диверсификацию производства, то есть переходят на выпуск непрофильной или полупрофильной продукции и ее реализацию на новых рынках, а также осуществляют деятельность, не связанную с выпуском продукции.

За период 2000–2005 гг. заметно возросла капитализация компаний российского нефтегазового комплекса. Только за 2005 г. почти вдвое подорожал ЛУКОЙЛ, на четвертое место среди публичных компаний вышла компания Сургутнефтегаз, более чем вдвое подорожали компании Башнефть и Татнефть. Российские нефтяные компании совершают сделки по слиянию, поглощению новых активов.

Характеристики крупнейших российских вертикально интегрированных компаний в 2001 г. приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10

Положение крупнейших российских нефтяных компаний в 2001 г. [344]

Компания	Запасы, млрд т	Добыча, млн т	Объем переработки, млн т	Экспорт, млн т	Число АЗС, шт.	Число работающих, тыс. чел.	Капиталовложения, млрд долл.
ЛУКОЙЛ	1,943	63,2	22,2	22,0	850	128,0	1,12
ЮКОС	1,662	58,4	28,9	22,8	1280	86,3	0,59
Сургутнефтегаз	1,241	44,2	15,9	16,3	470	86,4	1,37
Тюменская нефт. комп.	1,565	49,9	19,6	17,5	370	60,9	0,80
Сибнефть	0,633	20,7	13,3	7,2	860	38,3	0,14
Всего крупнейшие приватизированные компании	7,044	236,4	99,9	85,8	3830	399,9	4,02
Роснефть	0,704	15,0	7,7	5,6	1100	54,6	0,42
Славнефть	0,228	15,0	11,5	5,4	200	33,6	0,25
Всего госкомпании	0,932	30,0	19,2	11,0	1300	88,2	0,67
Татнефть	0,907	24,7	0,3	9,1	100	50,2	0,61
Башнефть	0,237	11,9	20,4	4,0	90	57,9	0,33
Всего крупнейшие региональные компании	1,144	36,6	20,7	13,1	190	108,1	0,94
Всего крупнейшие компании	9,12	303,0	139,8	109,9	5320	596,2	5,63
Доля в общероссийских показателях, %	72,7	86,7	78,0	86,8	23,2	90,3	84,4
РФ в целом	12,5	349,5	199,7	126,6	22930	660	6,67

Финансовые показатели компаний в 2000–2001 гг. по данным журнала «Нефтегазовая вертикаль» приведены в табл. 6.11.

По объемам добычи нефти в 2000 г. российские нефтяные компании занимали следующие места: ЛУКОЙЛ (13-е место), ЮКОС (19-е место), Сургутнефтегаз (23-е место) среди мировых компаний. По запасам – ЛУКОЙЛ на 10-м месте, ЮКОС на 11-м месте, Тюменская – на 12-м, Сургутнефтегаз на 16-м месте. Если брать частные компании, то ЛУКОЙЛ по уровню запасов занимает первое место, опережая Exxon-Mobil, Royal Dutch/Shell.

Однако по финансовым показателям в первые 25 компаний в 2000 г. вошли: по активам – ЛУКОЙЛ, по объемам продаж – ЛУКОЙЛ и Газпром (24 и 25 места), по показателю чистого дохода – ЛУКОЙЛ и ЮКОС, по объему инвестиций – ЛУКОЙЛ.

По сводной рейтинговой оценке, проводимой журналом Petroleum Intelligence Weekly,

российские компании в 2000 г. заняли следующие места среди мировых нефтяных компаний: Сургутнефтегаз (25-е место), ЛУКОЙЛ (27-е место), ЮКОС (30-е место), Газпром (34-е место), ТНК (35-е место), Роснефть (36-е место), Славнефть (38-е место), Сибнефть (43-е место). Если оценить места, занятые российскими нефтегазовыми компаниями в списке 500 крупнейших мировых корпораций (по показателю суммарной выручки), то в 2000 г. по оценке журнала Fortune Газпром был 280-м, а ЛУКОЙЛ – 361-м.

Таблица 6.11

Финансовые показатели российских нефтяных компаний в 2000–2001 гг.

Компании	Себестоимость добычи, долл./барр	Чистая прибыль, млн долл.		Капитализация, млн долл.		Фактически уплаченные налоги в 2001 г., млн руб.
		2000	2001	2000	2001	
ЛУКОЙЛ	2,82	3312	2109	7,8	8,8	168400
ЮКОС	1,9	3590	3324	4,0	11,45	32566
Сургутнефтегаз	3,5	1014	374	7,8	8,0	13885
ТНК	3,1	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Сибнефть	1,7	675	1305	1,5	3,4	1507
Роснефть	4,0	487	316	н.д.	н.д.	12271
Славнефть	4,1	254	114	н.д.	н.д.	1020
Татнефть	6,0	909	671	0,99	1,08	н.д.
Башнефть	н.д.	332	373	н.д.	н.д.	2505

В конце 2002 г. капитализация крупнейших российских нефтяных и газовых компаний составила (млрд долл.): ЮКОС – 21,0; Газпром – 18,0; Сургутнефтегаз – 13,2; ЛУКОЙЛ – 13,1; Сибнефть – 10,5. Среди наиболее крупных энергетических компаний по показателю капитализации перечисленные компании занимали следующие места: ЮКОС – 15-е, Газпром – 18-е, Сургутнефтегаз – 31-ое, ЛУКОЙЛ – 33-е.

В конце 2005 г. первой среди публичных российских компаний по показателю капитализации был Газпром – 159,9 млрд долл.; второй ЛУКОЙЛ – 50,6 млрд долл.; третьей ТНК-ВР – 41,0 млрд долл.; четвертой – Сургутнефтегаз – 38,3 млрд долл.; пятой по рейтингу среди нефтегазовых (седьмой среди публичных) компаний России была Сибнефть (Газпромнефть) – 17,7 млрд долл.; шестой (тринадцатой) – Славнефть – 8,1 млрд долл.; седьмой (четырнадцатой) – НоваТЭК – 7,2 млрд долл.; восьмой (пятнадцатой) – Татнефть – 7 млрд долл.; девятой (восемнадцатой) – ЮКОС – 5,4 млрд долл.; десятой (девятнадцатой) – Мегионнефтегаз – 4,5 млрд долл. Из 20 крупнейших российских компаний по показателю капитализации 11 – это компании нефтегазового сектора.

В 2002 г. добыча нефти российскими компаниями составила 379,7 млн т. и распределилась по компаниям следующим образом (табл. 6.12).

Таблица 6.12

Добыча нефти российскими компаниями в 2002 г., млн т.

Компания	2002 г.
«ЛУКОЙЛ»	75,5
«ЮКОС»	69,9
«Сибнефть»	26,3
«Сургутнефтегаз»	49,2
«СИДАНКО»	16,3
«Татнефть»	24,6
ТНК	37,5
«Башнефть»	12,0
«Роснефть»	16,1
«Славнефть»	16,2
«Газпром»	10,9
Ростопром	0,7
(Прочие производители)	22,6
Операторы СРП, всего	2,0
Всего по России	379,8

В 2002 г. нефтяные компании добыли почти 3,6 млрд м³ природного газа. Экспортные поставки нефтяных компаний в страны дальнего зарубежья составили 151,7 млн т., в т.ч. морем 85,7 млн т., по нефтепроводу «Дружба» 61,5 млн т., по железной дороге – 4,5 млн т [345].

Первое–второе место по экспорту нефти в страны дальнего зарубежья в 2002 г. поделили ЛУКОЙЛ и ЮКОС – почти по 26 млн.т.; экспорт компании Сургутнефтегаз составил 17,5 млн т., ТНК – 14,8 млн т., Сибнефть – 10,5 млн т., Роснефть – 6,0 млн т.

По масштабам добычи нефти в 2002 г. ЛУКОЙЛ занимал 13-е, а ЮКОС – 15-е место среди крупнейших нефтегазовых компаний мира. По уровню контролируемых запасов ЛУКОЙЛ занимал 11-е место, ЮКОС – 13-е, причем обе компании стояли выше, чем самые крупные частные компании, уступая только государственным компаниям ряда стран – членов ОПЕК, а также Мексике.

В период 2003–2005 гг. объемы добычи нефти у большинства российских компаний возросли, при этом доля отдельных компаний стала меняться (табл. 6.13).

Таблица 6.13

Динамика и структура добычи нефти в России по компаниям в период 2003–2005 гг.

№№ п/п	Компании	2003 г.		2004 г.		2005 г.	
		млнт	%	млнт	%	млн т	%
1	ЛУКОЙЛ	78,9	18,7	84,9	18,5	88,3	18,8
2	ТНК-ВР	70,6	16,7	70,5	15,6	75,3	16,0
3	Роснефть	20,0	4,7	21,6	4,7	74,4	15,8
4	Сургутнефтегаз	54,0	12,8	59,6	13,0	63,9	13,6
5	Сибнефть	40,4	9,6	34,0	7,4	33,0	7,0
6	Татнефть	24,7	5,9	25,1	5,5	25,3	5,4
7	Славнефть	18,1	4,3	22,0	4,8	24,2	5,1
8	ЮКОС	80,7	19,1	85,7	18,7	23,9	5,1
9	Башнефть	12,0	2,8	12,1	2,6	11,9	2,5
10	Газпром	11,0	2,6	12,4	2,7	12,8	2,7
11	Прочие недропользователи	11,6	2,8	31,1	6,5	37,0	8,0
	Итого	422,0	100,0	459,0	100,0	470,0	100,0

За период 2003–2005 гг. наиболее существенные перемены произошли с показателями добычи компаний Роснефть и ЮКОС, и это неудивительно, поскольку Роснефти достался главный нефтяной актив ЮКОСа – компания Юганскнефтегаз. Устойчиво наращивали добычу последние три года компании ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, Сургутнефтегаз, Славнефть. Стабилизировали добычу компании Татнефть, Башнефть, Снизила объемы добычи Сибнефть. Из независимых компаний, представленных в табл. 6.13 как «прочие недропользователи», рывок совершила компания Русснефть, обогнавшая Башнефть и Газпром (13,9 млн т в 2005 г.). Увеличили добычу и другие независимые компании, но их число продолжает сокращаться.

6.4. Российские нефтяные компании

За прошедшие годы российские нефтяные компании заметно укрепили свои позиции в рейтингах наиболее капитализированных корпораций Европы и мира. Правда, если среди мировых гигантов нефтяного бизнеса по праву доминируют представители США, западноевропейских стран, государственные компании нефтедобывающих стран, однако по показателям запасов и добычи российские нефтяные компании входят в число ведущих, отставая пока по финансовым показателям (объем продаж, чистая прибыль, капитализация, объем инвестиций) от крупнейших нефтяных компаний мира. В 2005 г. российская нефтегазовая компания Газпром вошла в тройку ведущих компаний мира.

Крупнейшие российские компании демонстрируют неплохие производственно финансовые показатели. В частности, данные о деятельности российских компаний приведены на примере компаний ЛУКОЙЛ (табл. 6.14–6.17, 6.18 и 6.19) и Сургутнефтегаз

по данным сайта компании по итогам их деятельности.

Ниже представлены данные о деятельности компании ЛУКОЙЛ за 2000–2002 гг.

Таблица 6.14

Основные показатели производственной деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ».

Показатели	2000 г.	2001 г.	2002 г.
Запасы нефти и газа (доказанные), млн тонн	2034	2271	2467
Добыча нефти, тыс. тонн	77741	78322	78200*
Добыча газа, млн куб. м	5013	5233	5100*
Первичная переработка нефти (собственные НПЗ), тыс. тонн	32368	38047	41500
Экспорт нефти из России, тыс. тн	30340	32768	34300
Экспорт нефтепродуктов из России, тыс. тонн	7801	10778	14200
Выпуск нефтехимической продукции, тыс. тонн	1105	1614	1600
Количество АЗС (собственные и арендованные), ед.	2555	3544	3796

* без учета долей ряда зависимых предприятий

Таблица 6.15

Основные показатели финансовой деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» (млн руб)

Показатели	2000 г.	2001 г.
Выручка-нетто от продаж	422 591	434 392
Прибыль от продаж	127 269	127 258
Прибыль до налогообложения	120 464	111 986
Чистая прибыль	96 434	87 521
Капиталовложения и инвестиции	64 227	93 500
Налоговые отчисления	130 026	168 381
Активы (на конец года)	338139	477 984
Дивиденды акционерам	10 622	12 758

В 2002 г. выручка компании ЛУКОЙЛ, рассчитанная по стандартам US GAAP, возросла почти на 6% (до 15,5 млрд долл.), капиталовложения составили 2,4 млрд долл.. Чистая прибыль компании снизилась на 25% из-за усиления налоговой нагрузки. Суммарные налоговые поступления от компании составили вдвое большую сумму, чем в 2001 г. Активы компании ЛУКОЙЛ на 31.12.2002 г. составили 699,2 млрд руб. (23,3 млрд долл.).

Основные показатели финансовой устойчивости, ликвидности и эффективности деятельности компании ЛУКОЙЛ приведены в табл. 6.16.

Таблица 6.16

Основные показатели финансовой устойчивости, ликвидности и эффективности ОАО «ЛУКОЙЛ» [345]

Показатели	2000 г.	2001 г.
Доход на инвестированный капитал, % (чистая прибыль с долей сторонних акционеров + процентные расходы) / (собственный капитал с долей сторонних акционеров + чистый финансовый долг)	55,3	29,9
Прибыль до налогообложения, процентных расходов, амортизации и убытка от выбытия активов (ЕВИДТА), млн руб.	138 279	140 220
Рентабельность по прибыли ЕВИДТА, % (прибыль ЕВИДТА/выручка от продаж)	32,7	32,3
Операционная рентабельность продаж, % (прибыль от продаж/выручка от продаж)	30,1	29,3
Чистая рентабельность продаж, % (чистая прибыль с долей сторонних акционеров/выручка от продаж)	24,3	20,9
Чистая рентабельность активов, % (чистая прибыль с долей сторонних акционеров/активы)	30,3	19,0
Оборачиваемость активов, % (выручка от продаж/активы)	125,0	90,9
Собственный оборотный капитал, млн руб (оборотные активы – текущие обязательства)	54 111	83 183
Коэффициент покрытия (оборотные активы/текущие обязательства)	1,56	1,78
Коэффициент промежуточной ликвидности ((оборотные активы – запасы)/текущие обязательства)	1,34	1,49
Коэффициент абсолютной ликвидности ((денежные средства + финансовые вложения)/текущие обязательства)	0,52	0,58

В 2004–2005 гг. компания ЛУКОЙЛ стала нефтяной компанией № 1 в России и не только благодаря крушению ЮКОСа, но и за счет активного развития производственной

базы и оптимизации бизнеса.

На 1.1.2005 г. ЛУКОЙЛ располагал разведанными запасами нефти в размере 2182 млн т, природного газа – 450 млрд м³, суммарные ресурсы углеводородного сырья оценивались в 2630 млн тнэ.

Динамика основных производственных показателей компании ЛУКОЙЛ в 2004–2005 гг. представлена в табл. 6.17.

Таблица 6.17

Основные показатели производственной деятельности компании ЛУКОЙЛ в 2004–2005 гг. [346, 347]

Показатели	Ед. изм.	2004 г.	2005 г.
Производственные:			
Добыча нефти и газового конденсата	млн т	86,20	90,06
в т.ч. в России	млн т	82,72	86,28
международные проекты	млн т	3,48	3,78
Средний дебит скважин	т/сутки	10,70	11,07
Добыча газа	млрд м ³	6,47	7,57
в т.ч. в России	млрд м ³	4,98	5,73
международные проекты	млрд м ³	1,49	1,84
Доля природного газа в общей добыче газа	%	28,3	34,7
Экспорт нефти	млн т	45,60	46,60
Реализация газа	млрд м ³	3,50	4,10
Переработка нефти	млн т	43,62	47,28
в т.ч. на НПЗ РФ	млн т	35,55	37,30
за рубежом	млн т	8,07	9,98
Финансовые:			
Инвестиционные расходы	млрд долл.	4,01	6,90
Сумма уплаченных налогов и сборов	млрд руб.	10,50	16,60

Финансовые результаты деятельности компании ЛУКОЙЛ в 2004–2005 гг. заметно улучшились. Выручка в 2004 г. составила 33,8 млрд долл., что на 53% лучше, чем в 2003 г. В 2005 г. выручка возросла еще на 66%, т.е. почти до 56 млрд долл. Чистая прибыль в 2004 г. составила 4,25 млрд долл., что на 78% больше уровня 2003 г., а в 2005 г. рост чистой прибыли составил 55%.

Основные производственно-финансовые показатели компании Сургутнефтегаз в 1999–2001 гг. представлены в табл. 6.18.

Таблица 6.18

Основные производственные и финансовые показатели ОАО «Сургутнефтегаз» за 1999–2001 гг. [345]

Показатели	Ед. изм.	1999 г.	2000 г.	2001 г.
Добыча нефти	млн тонн	37,6	40,6	44,0
Производство газа	млрд куб. м.	11,1	11,2	11,1
Среднедействующий фонд скважин	скв.	13 385	14 044	14 770
Коэффициент эксплуатации эксплуатационного фонда добывающих скважин		0,959	0,959	0,963
Коэффициент использования эксплуатационного фонда добывающих скважин		0,874	0,881	0,886
Объем бурения, всего		2012,9	2 344,7	2 530,6
в т.ч. эксплуатационное бурение		1 808,5	2 119,4	2 266,4
разведочное бурение		204,4	225,3	264,2
Среднесписочная численность персонала	чел.	70 052	75 051	81 481
Выручка от реализации продукции, работ и услуг	млн руб.	80 827	156 667	147 136
Затраты на производство реализованной продукции, работ и услуг	млн руб.	33 906	58 955	70 996
Прибыль отчетного периода	млн руб.	42715	86 259	64 994
Чистая прибыль	млн руб.	6 724	19 543	10 857
Объем капитальных вложений, всего		13881	33 122	45 847
в т.ч. производственного назначения		13334	32 006	40219
непроизводственного назначения	млн руб.	381	1069	1 351
приобретенные основные фонды		166	47	4 277
Среднегодовая стоимость активов	млн руб.	112681	197 344	288 052

Рентабельность продаж	%	52,0	58,1	44,2
-----------------------	---	------	------	------

Добыча нефти компанией Сургутнефтегаз в 2002 г. составила 49,2 млн т, объем переработки нефти – 16,2 млн т. На экспорт было отправлено по системе Транснефть 35% добытой нефти. Добыча газа возросла на 20% и составила 13,3 млрд м³.

В период 2003–2005 гг. основные производственно-финансовые показатели компании Сургутнефтегаз продолжали улучшаться (табл. 6.19).

Таблица 6.19

Основные показатели деятельности компании Сургутнефтегаз в 2003–2005 гг. [347, 348]

Показатели	Ед. изм.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Объем добычи нефти	млн т	51,0	59,6	63,9
Объем добычи газа	млрд м ³	13,8	14,3	14,4
Объем экспорта нефти	млн т	н.д.	20,9	27,7
Объем переработки нефти	—»—	15,2	16,0	18,5
Производство:				
автобензин	млнт	1,7	1,8	2,0
дизельное топливо	млн т	3,6	3,9	4,3
котельное топливо	млн т	7,2	7,6	5,9
Выручка	млрд руб.	213,3	288,0	428,0
Чистая прибыль		17,3	65,9	123,2
Рентабельность активов	%	3,2	10,2	11,4
Рентабельность продаж		32,6	36,6	28,8
Инвестиции	млрд руб.	41,4	44,7	57,9

н.д. – нет данных

По оценкам экспертов компания Сургутнефтегаз планирует добыть в 2006 г. 67,1 млн т нефти, 15,2 млрд м³ газа, увеличить переработку нефти на своем НПЗ в Киришах до 19,7 млн т, выделить на инвестиционные программы 69,2 млрд руб. [347]. Российские нефтяные компании постепенно становятся транснациональными.

«ЛУКОЙЛ» по доказанным запасам нефти занимает одно из первых мест среди мировых частных компаний. Компания участвует в международных проектах в Азербайджане (Шах-Дениз, Д-222 Ялама), Казахстане (Карачаганак, Кумколь), на Ближнем Востоке (Иран, Ирак – Западная Курна) и в Египте. Российско-американское СП «LUKARCO B.V» (с участием ЛУКОЙЛА) владеет 12,5% акций Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), предназначенного для транспортировки нефти с Тенгизского нефтяного месторождения (Казахстан) через территорию России на Новороссийск.

Значительные приращения запасов углеводородов компания ЛУКОЙЛ обеспечивает за счет деятельности за пределами России. В 2005 г. компания приростила запасы, в т.ч. за счет приобретения активов и геолого-разведочной деятельности на более чем 4,5 млрд барр. (614 млн т). Самым крупным приобретением компании за рубежом в последнее время стала покупка работающей в Казахстане фирмы Nelson Resources Ltd. с доказанными и вероятными запасами углеводородов в объеме 269,6 млн барр. (36,8 млн т).

«ЛУКОЙЛу» принадлежит крупнейший румынский НПЗ Petrotel (мощность 4,7 млн тонн нефти в год), Одесский НПЗ (3,8 млн тонн), болгарская компания «Нефтохим» (в ее состав входит единственный в стране Бургасский НПЗ с проектной мощностью 10,5 млн тонн), нефтехимическое АО «Ориана» (Украина). Компании принадлежат бензоколонки в Украине, Белоруссии, Румынии, Азербайджане, Польше, Молдавии, Сербии, сети АЗС в Болгарии и странах Балтии. «ЛУКОЙЛ» вообще проявляет особый интерес к скупке НПЗ в Восточной Европе.

Компания ЛУКОЙЛ произвела полную реконструкцию завода Петротел-ЛУКОЙЛ (Petrotel). На НПЗ в г. Бургас завершена реконструкция 3 установок каталитического риформинга и каталитического крекинга. На Одесском НПЗ пущена в эксплуатацию установка изомеризации, а также завершён первый этап реконструкции эстакады налива светлых нефтепродуктов для их последующей отправки потребителям.

В конце 2000 года «ЛУКОЙЛ» приобрел контрольный пакет акций американской компании «Getty Petroleum Marketing» (GPM). Под маркой «Getty» работает 1291

бензоколонка в 13 штатах северо-восточного побережья. Недавно «ЛУКОЙЛ» заявил о заинтересованности в покупке сетей АЗС в Греции, Турции, Сербии и Македонии и в участии в приватизации предприятий нефтехимической промышленности Венгрии, Румынии и Словакии. Компания намерена расширить присутствие в Польше, недавно сделана попытка купить 75% акций второго по величине НПЗ в Польше – Гданьского, но пока неудачно. «ЛУКОЙЛ» тем не менее построит в Польше АЗС. Летом 2002 года «ЛУКОЙЛ» приобрел лицензию кипрского правительства на поставку нефтепродуктов в эту страну, получив около 25% розничного рынка. Компания ведет переговоры о покупке НПЗ в Греции.

С целью расширения возможностей экспорта компания ЛУКОЙЛ запустила в конце сентября 2003 г. нефтеналивной терминал в Астраханской области (пос. Ильинка), что позволило прибавить к экспортным мощностям почти 1 млн т. С целью обслуживания Тимано-Печорской провинции компания ЛУКОЙЛ построила терминал в Варандее мощностью 1,5 млн. т в год с возможностями его дальнейшего расширения. Американское агентство по зарубежным инвестициям (ОРИС) в свое время подписало с компанией ЛУКОЙЛ соглашение о финансировании строительства нефтеналивного порта Высоцк на Балтийском море (Ленинградская обл.), первая очередь которого введена в эксплуатацию. Основное назначение этого порта – отправка нефти на Запад, возможно даже в США.

Компания ведет переговоры с Иранской национальной нефтяной компанией (НИОС) об участии в разработке сухопутного месторождения Анаран, расположенного на западе Ирана.

С целью завоевания лидерства в обеспечении нефтепродуктами наиболее емкого и платежеспособного региона страны (Москва и Московская обл.) ЛУКОЙЛ сообщил о том, что принял решение затратить 1,1 млрд долл. на строительство НПЗ мощностью 9 млн т/год и 50 АЗС в Москве. Правда, дальнейших сообщений о начале реализации этого намерения не было.

«ЮКОС». До последнего времени была второй после «ЛУКОЙЛа» российской компанией по запасам и объемам добычи нефти. До 2001 г. практически не имел зарубежных владений. В 2001 г. стал владельцем 22% акций находящейся на грани банкротства англо-норвежской инжиниринговой компании «Kvaerner ASA». Однако акционеры этой компании приняли решение об объединении бизнеса с норвежской судостроительной компанией «Aker Maritime», которая предложила свой план спасения фирмы. «ЮКОС», сохранив свой пакет акций, отозвал план рефинансирования «Кварнер», но стал владельцем 2 британских дочек «Кварнера» – «John Brown» и «Hydrocarbons Process Technology». Именно эти компании уже в течение ряда лет выступали его подрядчиком, в частности, на Юганском нефтяном месторождении.

В декабре 2001 г. «ЮКОС» стал победителем в тендере по приватизации (49% акций) словацкого нефтетранспортного монополиста «Transpetrol». Это – единственный оператор словацкого участка нефтепровода «Дружба» пропускной способностью 21 млн т нефти в год. От него отходят две важные транспортные системы: одна на Чехию и Германию, другая – в Венгрию и Хорватию.

В конце 2001 г. «ЮКОС» начал переговоры с Государственной нефтяной компанией Азербайджана о приобретении доли в консорциуме «АМОК», который является оператором проекта «Азери-Чираг-Гюнешли». Это связано с желанием участвовать в проекте строительства и эксплуатации экспортного нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан, который является прямым конкурентом КТК.

Еще в 90-х годах у «ЮКОСа» возникла идея создать нефтепровод из Ангарска в Дацин (КНР). Для начала «ЮКОС» стал экспортировать в эту страну более 2 млн тонн нефти в год по железной дороге. На экспертизу было передано ТЭО нефтепровода в Китай длиной 2247 километров. По замыслу авторов ТЭО он должен вступить в строй в 2005 г. Мощность прокачки 20 млн т в год, с 2010 г. – 30 млн т. Однако по решению этого вопроса возникли задержки, связанные с появлением нового проекта транспортировки нефти к портам на Тихом океане. Выполняя обязательства, принятые перед китайской стороной, ЮКОС увеличил поставки нефти в Китай по железной дороге.

«ЮКОС» выкупил у американской Williams International доли в литовском концерне Mazeikiu Nafta, приобретя контроль над предприятием. Учитывая, что в состав литовского концерна входит нефтеперевалочный порт Бутинге с экспортными мощностями около 8 млн т нефти в год, приспособленный для танкеров объемом до 150 тыс. тонн нефти (именно на таких экономически целесообразно экспортировать нефть в дальнее зарубежье, в частности, в США).

В 2003 г. компании ЮКОС и Сибнефть сделали попытку объединения с образованием компании ЮКОС-Сибнефть с капитализацией порядка 45 млрд долл. В печати стали появляться сообщения о том, что одна из транснациональных компаний собирается приобрести 25% акций ЮКОС-Сибнефть. По мнению отечественных и зарубежных аналитиков слияние компаний ЮКОС и Сибнефть и возможное приобретение 25% акций этой компании могло бы стать катализатором освоения нефтяных богатств Восточной Сибири с привлечением иностранного капитала.

Чтобы высветить свою привлекательность в глазах инвесторов, в последние годы многие крупные российские компании публикуют свою бухгалтерскую отчетность в соответствии с международными стандартами GAAP и IAS. Самые «продвинутые» отечественные компании раскрывают свои показатели поквартально – так, нефтяная компания «ЮКОС» объявила рассчитанные по GAAP итоги своей деятельности. ЮКОС первым из российских компаний раскрыли состав своих акционеров.

В соответствии со стандартами GAAP USA чистая прибыль «ЮКОСа» в 2002 г. составила 3,156 млрд долл. по сравнению с 3,058 млрд долл. в 2001 г. Выручка от реализации выросла до 11,373 млрд долл., что на 20,2% выше соответствующего показателя за 2001 г. При этом операционные расходы компании в 2002 г. выросли, чистый доход уменьшился из-за роста расходов на сбыт продукции, налогов на добычу нефти.

Компания ЮКОС заключила соглашение о реализации проекта «Адрия», предусматривающего ежегодную отгрузку на экспорт 5 млн т. нефти через хорватский порт Омишаль.

Однако после начала судебного преследования ряда акционеров ЮКОСа объявленное в середине апреля 2003 г. объединение ЮКОСа и Сибнефти по инициативе Сибнефти было расторгнуто.

«Дело ЮКОСа» и связанные с ним беспрецедентно высокие налоговые требования сыграли роковую роль в судьбе некогда самой заметной и эффективной нефтяной компании страны. ЮКОС лишился своего главного нефтяного актива – «Юганскнефтегаза», акции которого были арестованы судебными исполнителями и переданы за долги. Недавно ЮКОС лишился своего зарубежного нефтеперерабатывающего актива – НПЗ в г. Мажейкяй (Литва). В 2005 г. ЮКОС добыл 23,9 млн т нефти, что в 3,6 раза меньше, чем в 2004 г. Снизилась в 1,8 раза добыча газа. На экспорт компания ЮКОС отправила в 2005 г. 1,6 млн т нефти (в 2004 г. – 31,5 млн т).

В 2003 г. транснациональная компания British Petroleum за 6,75 млрд долл. купила акции российской компании ТНК. Владельцы ТНК – Альфагруппа Access и Ренова (AAP) совместно с BP образовали альянс, в состав которого совладельцы AAP внесли в новую компанию 97% акций ТНК, 93% акций нефтяной компании «Онако», контрольный пакет «Сиданко», 29-процентную долю в компании «Русиа Петролеум» и 44% акций газовой компании «Роспан», доли в перспективных нефтегазовых проектах «Сахалин-4», «Сахалин-5» и «Сахалин-6».

Вкладом BP стали активы «Сиданко» (25% акций), 33% акций в «Русиа Петролеум», доля в проекте «Сахалин-5» и пакет акций в московской сети фирменных АЗС. В качестве компенсации за неравноценный обмен BP заплатила совладельцам AAP 6,75 млрд долларов.

Новая компания стала обладателем 0,7 млрд т. доказанных запасов нефти (по британским стандартам) и ежегодной добычи 62 млн т. нефти. По этим показателям она стала третьей компанией в России, уступая лишь «ЛУКОЙЛу» и ЮКОСу. Суммарная капитализация новой компании составила почти 18 млрд долл., что позволило ей занять

третье место среди всех компаний России (после ЮКОСа и «Газпрома»). Сама ВР благодаря сделке стала первой в мире по размеру имеющихся запасов, то есть обогнала Exxon Mobil.

Российско-британская компания ТНК-ВР за период с сентября 2003 г. добилась немалых успехов. В 2005 г. был завершен обмен акций 14 дочерних предприятий компании на акции ТНК-ВР-Холдинг. В конце 2005 г. компания завершила второй этап реконструкции активов, присоединив к холдингу ТНК, СИДАНКО, ОНАКО. В процессе оптимизации активов компания продала Саратовнефтегаз, Орский НПЗ, сбытовую организацию Оренбургнефтепродукт и др., мотивируя относительно более низкими показателями эффективности инвестиций в эти активы по сравнению с инвестициями в другие активы компании. Компания осваивает новые месторождения как в Западной Сибири (Уват, Усть-Вах), так и в Восточной Сибири (Верхнегонское месторождение). На основном Рязанском НПЗ компания ввела комплекс гидроочистки вакуум-газоыля и планирует ввести установки изомеризации и алкилирования. Компания планирует более активно использовать потенциал Ярославского НПЗ (совместный актив ТНК-ВР и Сибнефти). Потенциальной жемчужиной ТНК-ВР является Ковыктинское газоконденсатное месторождение, однако из-за разногласий компании с Газпромом – координатором освоения ресурсов Восточной Сибири – комплексное освоение уникальных ресурсов этого месторождения пока не начато [347].

6.5. Перспективы роста добычи и экспорта нефти

Благодаря хорошей конъюнктуре мировых цен нефтяные компании России значительно увеличили добычу нефти. Увеличение добычи нефти было осуществлено за счет увеличения эксплуатационного бурения, покупки новых активов, повышения нефтеотдачи и использования новых технологий. Каждая из нефтяных компаний России имеет свою стратегию добычи нефти. Компания ЛУКОЙЛ в ближайшее время планирует стабилизировать добычу на уровне 90–93 млн т.; компания сосредоточилась на снижении издержек. Однако к 2010 г. ЛУКОЙЛ предполагает выйти на уровень 100 млн т. нефти в год.

Наиболее агрессивную политику в отношении роста добычи вели компании ЮКОС и Сибнефть, имевшие наименьшие издержки добычи. Однако ход последних событий изменил ранее сделанные прогнозы для этих компаний. Планируется рост добычи компаниями Сургутнефтегаз, Роснефть, ТНК-ВР, Русснефть. Один из прогнозов роста добычи нефти, сделанный в 2003 г., приводится в табл. 6.20.

Таблица 6.20

Прогноз добычи нефти в России (млн т.)

Компании	2002 г. (факт)	2003 г. (оценка)	2005 г. (оценка)	2007 г. (оценка)	2010 г. (оценка)
ЛУКОЙЛ	77,1	78,8	86,1	93,5	95,0
ЮКОС	70,0	82,5	100,0	110,0	115,0
Сибнефть	26,5	36,5	46,3	50,5	63,0
Сургутнефтегаз	49,2	52,1	56,4	58,1	60,0
ТНК	37,5	39,4	41,8	42,6	43,0
Татнефть	24,6	24,6	23,7	22,8	22,0
Роснефть	16,1	16,9	18,1	18,8	19,0
СИДАНКО	16,1	16,5	16,8	17,0	17,0
Башнефть	12,0	11,9	11,6	11,4	11,0
Славнефть	16,1	11,8	12,3	12,8	13,0
Прочие компании	34,5	34,8	35,0	35,1	35,0
Итого	379,7	405,8	448,1	472,6	493,0

Отметим, что реальная практика российской нефтедобычи превзошла этот прогноз. Так, на 2005 г. намечался уровень добычи 448 млн т, а фактическая добыча составила 470 млн т, т.е. достигла уровня, намеченного на 2007 г.

Один из прогнозов роста добычи нефти сделали в компании ТНК-ВР. С этой целью были собраны прогнозные проработки всех крупнейших компаний о возможных уровнях их добычи, использованы прогнозы мировых цен на нефть, приняты предположения, что объявленные проекты обеспечат рентабельность на вложенный капитал не ниже 15%,

сопоставлены балансы добычи, внутреннего потребления и экспорта нефти, учтены слияния компаний. Согласно прогнозным расчетам компании ТНК суммарный объем добычи нефти в России в 2005 г. должен был составить 460 млн т, 2010 г. – 555 млн т [341, 349].

В период 2000–2004 гг. российские нефтепроизводители демонстрировали одни из самых высоких в мире темпов роста добычи и многообещающие перспективы.

Основная часть нефти, транспортируемая на отечественные НПЗ и на экспорт, перекачивается по нефтепроводам государственной компании Транснефть. Это – крупнейшая в мире нефтепроводная компания, в которую входят около 30 дочерних и зависимых обществ. Она эксплуатирует около 50 тыс. км магистральных нефтепроводов, 360 нефтеперекачивающих станций, 856 резервуаров суммарной емкостью 13,4 млн м³ [350].

Основные задачи развития инфраструктуры транспорта нефти диктуются как общим состоянием трубопроводной системы, так и стратегическими отраслевыми, макроэкономическими и геополитическими ориентирами [351]. Безусловно, очень важно модернизировать действующие трубопроводные системы и терминалы. Но в то же время необходимо формировать новые системы транспорта углеводородов, обеспечивающие доступ к новым перспективным рынкам сбыта и создающие условия для разработки месторождений еще не задействованных нефтегазовых провинций. Следует учитывать: 1) изменение географии добычи нефти (появление новых центров – Восточная Сибирь, Республика Саха-Якутия, шельф дальневосточных морей, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, шельф Баренцева, Карского морей, российский сектор Каспия); 2) изменение структуры внутрироссийских поставок (загрузка НПЗ в восточных регионах страны); 3) изменение региональной структуры мирового спроса на нефть (стабилизация европейского спроса при падающей местной добыче, рост американского нефтяного рынка, быстрый рост потребления в АТР, особенно в Китае); 4) возможные транзитные потоки нефти, в частности, нефти Каспия.

В условиях роста добычи нефти в России проблема экспорта для отечественных компаний становится все более актуальной. Потребление на внутреннем рынке растет очень медленно, поставки традиционным покупателям Восточной Европы стабилизировались. Планировать дальнейшее развитие теперь возможно, лишь заранее позаботившись о новых рынках сбыта. Наиболее перспективными могут стать США, АТР и Западная Европа. Но чтобы выиграть конкуренцию в США, придется искать эффективные транспортные маршруты. В Западной Европе – учитывать технологические особенности НПЗ, сконструированных под легкую малосернистую нефть. В Китае будет проще – страна попросту собирается диверсифицировать поставщиков. А в Южную Корею можно будет войти в основном только нефтью Сахалина. Шансы на наращивание объемов экспорта у российских компаний, таким образом, имеются. Но тем, кто решился ими воспользоваться, работы предстоит очень много.

Крупнейшими потребителями нефти в мире сегодня являются страны Северной Америки, Западной Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Их НПЗ загружены в основном на полную мощность. США перерабатывает более 700 млн тонн нефти в год, Европа – около 820 млн тонн, примерно столько же требуется АТР.

В последние 10 лет объем потребления нефти в США вырос примерно на 100 млн тонн. При этом собственная добыча американских компаний сокращалась, а импорт существенно увеличивался; сейчас собственная добыча составляет немногим более 40%.

Ближайшие соседи США – Мексика и Канада – поставляют около 20%, примерно 17% – страны Ближнего Востока, остальная нефть поступает из Южной Америки и в незначительных количествах из других стран.

В последние 10 лет наметившиеся тенденции неизбежно получают развитие. По прогнозам, к 2010 г. потребление нефти в США составит 1 млрд тонн, собственная добыча из-за высокой себестоимости, скорее всего, будет падать, а импорт – расти примерно на 1% в год. Суммируя эти факторы, можно говорить о том, что дополнительные поставки нефти вполне могут взять на себя новые участники рынка. Разумеется, при условии, что их

продукция окажется приемлемой по качеству и по цене.

Российская экспортная смесь Urals имеет существенные преимущества перед нефтью, поступающей в США из Южной Америки, поэтому даже при равных ценах может составить ей серьезную конкуренцию. Если же России удастся удешевить маршрут доставки нефти американским потребителям, то можно будет говорить о замещении на Urals еще и арабской нефти.

По схеме, сопоставимой с американской, исторически развивалась ситуация и в **Европе**. С той лишь разницей, что потребление нефти в Западной Европе более стабильно и росло медленнее, чем в США. Собственная добыча Западной Европы – те же 44%. Импорт из стран Ближнего Востока – 25%, из России – 18%, остальной объем поступает из Северной Африки.

Прогнозы, касающиеся зависимости Западной Европы от импорта, тоже аналогичны: основной источник сырья для европейских НПЗ – нефть Северного моря, но большинство аналитиков склоняется к тому, что пик добычи там уже пройден и в дальнейшем она будет сокращаться. Конечно, если цены на нефть останутся высокими долгое время, падение добычи будет достаточно медленным; очевидно, поэтому прогнозы по динамике падения несколько расходятся. В то же время, нет ни одного прогноза о росте добычи в Северном море. Поэтому даже при очень скромном увеличении импорта на 0,5% в год к 2010 г. его объем возрастет довольно существенно и составит около 420 млн тонн в год.

Заместить российской нефтью североморскую нефть, в принципе, можно, но при этом придется учитывать технологические особенности европейских НПЗ. Большая их часть сконструирована для переработки легкой малосернистой нефти, поэтому тем российским компаниям, которые хотят полноценно увеличивать свое присутствие на европейском рынке, придется каким-то образом участвовать в модернизации заводов, позволяющей переориентировать их на переработку большего количества Urals.

Задача это достаточно сложная. К подобному предложению владельцы НПЗ могут отнестись по-разному. Необходимость строительства новых установок по обессериванию нефти каждый из них прекрасно понимает; тем не менее, нельзя исключать, что от российских компаний они ожидают иного поведения. К примеру, поставок нефти с большим дисконтом по цене, чем обычно. Так или иначе, но если компромиссное решение с нефтепереработчиками будет найдено, доля России на рынке Западной Европы к 2010 г. может увеличиться до 25%.

С учетом устойчивого спроса в странах Центральной и Восточной Европы, традиционно ориентирующихся на российскую нефть, суммарный объем реального экспорта из России в Европу может составить 160 млн т., причем при благоприятном стечении обстоятельств он может возрасти.

Наиболее интересные для России рынки в Азии – Китай, Япония и Южная Корея.

Зависимость Китая от импорта образовалась относительно недавно. Его собственная добыча сейчас «компенсирует» около 70% от общего потребления. 30% нефти Китай импортирует. За исключением 2 млн тонн, поступающих из России по контракту с ЮКОСом, этот объем распределен между поставщиками Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии. Но Китай – бурно растущий рынок, где потребление нефтепродуктов растет быстрее, чем собственная добыча. Если сейчас потребность в нефти в Китае составляет порядка 160 млн т., то к 2010 г. она удвоится (до 320 млн т.). Кроме того, в обозримом будущем здесь ожидается реформирование нефтяного сектора, что также приведет к росту потребления нефти.

На Азиатском рынке ожидается рост спроса на нефть в Южной Корее, где имеется развитая нефтеперерабатывающая промышленность. Большой интерес к российской нефти проявляет Япония, импорт нефти в которую, в основном, осуществляется из ближневосточных стран. С целью стабилизации поставок японские нефтепереработчики стремятся осуществить диверсификацию импорта и получать нефть из России.

Таким образом, можно обобщить, что геополитические интересы российского

нефтяного комплекса сосредоточены на следующих основных направлениях: балтийское, северное, восточное [351].

Главный проект для балтийского направления – Балтийская трубопроводная система (БТС). Реализованы три этапа проекта, что позволило довести пропускную способность до 50 млн т с последующим развитием до 62 млн т. Система БТС позволяет расширить экспортные возможности, сократить зависимость от транзита нефти через страны Балтии и усилить российские позиции на рынках Северо-Западной Европы, где будут снижаться поставки североморской нефти. Проблемы могут возникнуть в случае снижения цен, что сделает менее эффективными дальние поставки, а также в случае «затоваривания» рынка стран Северо-Западной Европы. Имеется проблема с загруженностью Датских проливов. Однако это направление представляет несомненный интерес как в случае традиционной деятельности российских компаний на Европейских рынках, так и при выходе на рынок США.

Надежность снабжения Северо-Западного округа России, а также поставок на экспорт нефтепродуктов повысится при завершении строительства продуктопровода «Северные ворота» (Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск).

Северное направление связано с функционированием Северного морского пути. На этом направлении намечается создание транспортной инфраструктуры и перевалочных комплексов. Имеются проекты трубопроводов Западная Сибирь – Мурманск с терминалом на Кольском полуострове и Западная Сибирь – Индига с перевалочным комплексом на мысе Святой Нос в Баренцевом море. Пока создание этих трубопроводов откладывается, но выход на рынок США, необходимость транспортировки углеводородов, добываемых на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, восточной части Ямало-Ненецкого АО и др. северных территорий, ускорят решение этого вопроса.

Восточное направление, как уже отмечалось, связано с динамично развивающимися рынками стран Северо-Восточной Азии, а также с необходимостью реализовать нефть и газовый конденсат, добываемые на о. Сахалин, в Восточной Сибири. Здесь приоритетными являются поставки нефти с о. Сахалин на НПЗ Дальневосточного округа (Комсомольский и Хабаровский НПЗ) и на экспорт, а также три проекта создания нефтепроводов: «Юрубчено-Тажомская зона нефтенакпления – Пойма» с подключением к транссибирскому магистральному нефтепроводу; магистрали «Тайшет – Находка» и ответвление от этой магистрали «Сковородино – Дацин (Китай). Поскольку при выборе маршрутов сталкиваются геополитические интересы России, Китая, Японии, то здесь приходится делать сложный выбор, но отдавая предпочтение российским политическим и экономическим интересам и максимально используя российскую территорию и инфраструктуру.

В настоящее время экспорт российской нефти и нефтепродуктов осуществляется через морские терминалы Новороссийск (пропускная способность 43 млн т., планируется увеличение до 50 млн т.), Туапсе (6 млн т.), Одессу, Украина (12 млн т.), Вентспилс, Латвия (16 млн т.), Бутинге, Литва (12 млн т.), Санкт-Петербург (10 млн т), Приморск (первая очередь 50 млн т., далее расширение до 62 млн т). Кроме этого действует магистральный нефтепровод «Дружба», имеющий два ответвления: южный участок (20 млн т с постепенным расширением до 25, 30 и 35 млн т. в период до 2010 г.) и северный участок (43 млн т.).

На побережье Балтийского моря в дополнение к нефтяному терминалу в Приморске планируется создание еще одного нефтяного терминала пропускной способностью до 30 млн т в год (проект Роснефти и Сургутнефтегаза), нефтепродуктового терминала пропускной способностью до 25 млн т в год (проект Транснефтепродукта) и терминала для отправки нефти и нефтепродуктов пропускной способностью 23 млн т в год (проект Трансфлота). Кроме того, на побережье Балтийского моря уже функционирует терминал ЛУКОЙЛ'а в Высоцке пропускной способностью 6–7 млн т в год с последующим расширением до 12–14 млн т. Компанией ТНК-ВР представлен проект терминала в пос. Вистино (Лужская губа) пропускной способностью до 12 млн т в год, а ООО «Северо-Западный Альянс» – проект

терминала в пос. Вистино пропускной способностью до 10 млн т в год. В пос. Вистино планируют разместить терминалы совместные российско-германские и российско-испанские компании. Имеются также проекты терминалов компании ОАО Усть-Луга в г. Усть-Луга и компании Сургутнефтегаз в бухте Батарейная [352].

Для увеличения мощностей по экспорту нефти имеются проекты создания крупнейших магистральных нефтепроводов: в восточном направлении (Тайшет – Находка) и Скворородино – Дацин (Китай) и в северо-западном направлении (Мурманский нефтепровод).

Оба дальневосточных проекта ориентированы на поставки нефти восточносибирских месторождений и частично нефти Западной Сибири на рынок стран АТР. При этом западносибирскую нефть в больших объемах перебрасывать на восток нерентабельно, а значит, основу загрузки той или иной трубы в этом направлении составит именно сырье месторождений Юрубчено-Тохомской зоны, Якутии, Томской и Иркутской областей. Суммарные извлекаемые запасы здесь составляют 536 млн тонн по категории АВС₁ и 753 млн тонн по категории С₂, а 387 млн тонн или 72% разведанных запасов уже подготовлены для промышленного освоения.

Основным участником восточносибирских upstream-проектов был «ЮКОС», который в середине 2001 г. после подписания соответствующего российско-китайского межправительственного соглашения совместно с «Транснефтью» и Китайской национальной нефтегазовой компанией подготовил ТЭО проекта Ангарск-Дацин. Этот экспортный маршрут предполагал строительство нефтепровода длиной 2247 км, стоимость которого оценивалась в 2,5 млрд долл. Почти треть этой суммы – 700 млн долл. – готовы были инвестировать в проект китайцы; таким образом, доля российских участников должна была составить 1,8 млрд долл. На первой стадии реализации проекта расчетная пропускная способность нефтепровода планировалась в объеме 20 млн т в год, а максимальная мощность – 30 млн т в год. Трубопровод предполагали вывести на полную мощность после 2010 г. Полная загрузка гарантировалась в то время не только поставками «ЮКОСа», но и других российских компаний («Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сибнефть»).

Менее чем через год – весной 2002 г. – «Транснефть» представила второй экспортный проект в направлении Россия-АТР. Это проект трубопровода Ангарск-Находка, ТЭО которого должно было быть готово к 2004 году. Проект, по сравнению с нефтепроводом Ангарск-Дацин, гораздо более масштабный: при протяженности трассы трубопровода в 3885 км и планируемой максимальной пропускной способности 50 млн т в год, сумма необходимых инвестиций оценивалась в более чем 6 млрд долл.

Почему вообще возникла идея разработки второго, более масштабного и дорогостоящего, проекта? Очевидных причин, на наш взгляд, две – маршрут нефтепровода и рынок сбыта. Ведь, во-первых, трасса трубы Ангарск-Находка проходит по восточносибирской и дальневосточной территории России, что позволяло не только экспортировать нефть, но и обеспечить сырьем НПЗ Хабаровска и Комсомольска-на-Амуре. При этом реализация проекта оказывала бы положительное влияние на дальнейшее развитие инфраструктуры Восточной Сибири и Дальнего Востока и роста экономических показателей региона в целом. Немаловажным обстоятельством было намерение крупных японских компаний принять участие в инвестировании проекта и разработке месторождений в Восточной Сибири.

Проект же Ангарск-Дацин можно назвать ориентированным исключительно на китайский рынок, что является недостатком, поскольку порождает явление монополии, т.е. диктата потребителя. Предполагалось, что нефть будет покупаться на границе, исключая возможность ее дальнейшего транзита и продажи третьим странам. Кроме того, выручка от услуг по транспортировке нефти у «Транснефти» предполагалась существенно ниже в случае реализации проекта Ангарск-Дацин, по сравнению с проектом Ангарск – Находка.

По замыслу конечным пунктом трассы Ангарск-Находка должен был стать морской перевалочный терминал, принимающий танкеры дедвейтом до 300 тыс. тонн. Морская перевозка из этого пункта позволяла экспортировать российскую нефть как на рынок стран

АТР, в частности Японии, так и в США. Повышение надежности поставок нефти через диверсификацию импорта нефти для Японии является ключевым моментом на сегодняшний день, принимая во внимание нестабильность политической ситуации на Ближнем и Среднем Востоке. Согласно экспертным данным в 2001 г. Япония импортировала 243 млн т нефти, при этом 86% импорта обеспечили поставки из ближне- и средневосточных стран. В 2020 г. Япония предполагает импортировать 288 млн т, при этом Япония будет стремиться расширить или даже изменить круг поставщиков.

Кроме Японии крупными потребителями, не говоря уже о Китае, являются Южная Корея (оценка импорта в 2020 г. – 162,6 млн т), Тайвань (51,1 млн т) [353].

Для России стратегическая значимость расширения позиций на топливно-энергетическом рынке стран АТР становится все более очевидной как на основании внутренних предпосылок (близость значительных запасов нефти и газа Восточной Сибири и Дальнего Востока к АТР), так и вследствие складывающейся конъюнктуры на традиционном европейском направлении экспорта российской нефти и газа.

Мнение правительственных структур некоторое время не склонялось к выбору того или иного проекта. Нефтепровод Ангарск – Дацин требовал меньших инвестиций и был согласован на высшем российско-китайском уровне. Нефтепровод Ангарск – Находка имел свои положительные моменты. ТЭО обоих нефтепроводов проходили экспертизу.

Проработка проекта нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан, ставшего предметом ожесточенного противоречия между Китаем и Японией, велась сепаратно – все три заинтересованные стороны не собирались вместе.

В конечном итоге, как это часто бывает, события развивались так, что что было принято компромиссное решение о строительстве нефтепровода до Находки с ответвлением на Китай.

В качестве варианта увеличения транспортных возможностей экспорта нефти группой руководителей крупнейших нефтяных компаний был предложен проект нефтепровода на Мурманск. Рассматривались варианты этого трубопровода: 1) Западная Сибирь-Ухта-Мурманск протяженностью 3600 км, стоимостью 4,5 млрд долл.; 2) Западная Сибирь-Уса-Мурманск (через Белое море) протяженностью 2500 км, стоимостью 3,4 млрд долл. Это – два варианта частного трубопровода, который предлагалось построить на средства нефтяных компаний (ЛУКОЙЛ, ЮКОС, Сибнефть, ТНК, Сургутнефтегаз). Однако это решение не было поддержано, о чем уже было сказано выше. Учитывалось мнение государственной структуры Транснефти.

Единственный существующий в России негосударственный нефтепровод (Каспийский трубопроводный консорциум) протяженностью около 1700 км и стоимостью 2,6 млрд долл. имеет максимальную расчетную мощность 67 млн тонн. Однако в настоящее время трубопровод загружен лишь на 20% своей мощности (в 2002 г. через трубопровод было прокачано около 13 млн тонн). Предполагается, что в 2008 г. через КТК будет прокачано 20 млн т, а к 2013–2015 гг. максимальный объем поставок будет составлять 40 млн т.

Акционерами КТК являются Россия, Оман, Казахстан, а также компании Chevron, Shell, Mobil, AGIP, BG, ЛУКОЙЛ, Роснефть, Orix. Эксперты считают, что для окупаемости вложенных средств при установленном тарифе 26,2 долл./т, загрузка нефтепровода должна быть на проектном уровне [354].

Анализ ситуации вокруг строительства новых частных трубопроводов показывает, что проекты, предлагаемые нефтепроизводителями, противоречат планам правительства по расширению мощностей. Предложенный ЛУКОЙЛом, ЮКОСом, Сибнефтью, ТНК и поддержанный Сургутнефтегазом вариант строительства трубопровода из Западной Сибири в Мурманск мощностью 80–120 млн тонн в год и протяженностью, в зависимости от выбранного варианта, от 2500 км до 3600 км вызвал резкую критику со стороны правительства.

Хотя реализация данного маршрута может существенно расширить экспортные возможности нефтепроизводителей и увеличить гибкость в поставках нефти, труба в

Мурманск «конкурирует» с последними предложениями «Транснефти» по увеличению мощности БТС до 62 млн тонн. В настоящее время решение об увеличении пропускной способности системы «Транснефти» принимается при условии заполнения новых мощностей не менее чем на 80%. В этой связи возможность реализации «мурманского» проекта следует рассматривать лишь в долгосрочной перспективе.

Для реализации нефти Тимано-Печорской нефтяной провинции компания ЛУКОЙЛ построила терминал в Варандее, а компания Роснефть планирует создание терминала в Архангельске.

Государственная нефтетранспортная компания Транснефть, как уже отмечалось, планирует расширить нефтепровод БТС (Балтийская транспортная система), предполагает договориться с Украиной о запуске нефтепровода Одесса–Броды в обратном направлении, что позволит увеличить пропускную способность «Дружбы» на 9 млн т.

Российская компания Транснефть участвует в реализации проекта транспортировки нефти из России и стран СНГ в обход пролива Босфор через Болгарию в Грецию (Варна – Александруполис); выступает инициатором интеграции нефтепроводов «Дружба» и «Адрия»; рассматривает возможность экспорта нефти (до 5 млн т) через порт Омишаль.

Предполагается расширение Каспийской трубопроводной системы до 67 млн т в год. В этом участвуют российские компании ЛУКОЙЛ, Роснефть.

Для улучшения прокачек нефти по территории России Сургутнефтегаз просит расширить участок трубопровода, идущего к Киришскому НПЗ. ЛУКОЙЛ согласен внести средства для расширения трубопровода, снабжающего завод в г. Кстово.

6.6. Российская газовая промышленность, роль Газпрома, возможности независимых газовых компаний

6.6.1. Вехи развития газовой промышленности России

Вехи развития газовой отрасли России представлены несколькими датами, но и они дают возможность оценить масштабность этой отрасли.

- 1946 – пущен первый магистральный газопровод Саратов–Москва; 1953 – забил первый газовый фонтан в Западной Сибири (Березовский район);
- 1966 – открыто крупнейшее в России Уренгойское газовое месторождение (2-ое в мире по объему запасов);
- 1967 – построен первый магистральный газопровод из Западной Сибири;
- 1968 – подписан первый долгосрочный контракт на поставку природного газа в Европу (в Австрию);
- 1973 – открыто крупнейшее в Европе Астраханское газоконденсатное месторождение;
- 1977 – открыто первое шельфовое газовое месторождение; 1983 – открыто газовое месторождение в Баренцевом море; 1988 – открыто Штокмановское газовое месторождение в Баренцевом море;
- 1991 – открыты Русановское и Ленинградское газовые месторождения в Карском море; 1993 – образован концерн Газпром;
- 2000 – открыты Северо-Каменское и Каменномысское газовые месторождения в Карском море.

6.6.2. Запасы газа в России

Россия обладает самыми большими запасами газа в мире. При этом речь идет не только о разведанных и доказанных запасах, но и возможных, и, особенно, гипотетических запасах. По своему положению разведанные и доказанные запасы подразделяются на те, которые находятся в разработке, испытываются для будущей эксплуатации, готовятся к развитию, находятся в стадиях оценки и вошли в стадию истощения.

Некоторые характеристики российской сырьевой базы газовой промышленности приведены в табл. 6.21.

Таблица 6.21

Суммарные газовые запасы России (на конец 2002 г.).

Показатели	Объемы	
	трлн м ³	%
Запасы		
1. Разведанные и доказанные	46,9	19,9
2. Возможные	16,1	6,8
3. Гипотетические	161,0	68,2
4. Накопленная продукция	12,1	5,1
Итого	236,1	100,0
Статус запасов		
1. Находящиеся в разработке	17,7	37,7
2. Изучаемые для начала эксплуатации	4,0	8,5
3. Подготавливаемые для развития	17,2	36,7
4. Находящиеся в стадии оценки	7,6	16,2
5. Находящиеся в стадии истощения	0,4	0,9
Итого	46,9	100,0
Региональная структура запасов		
Западная Сибирь	36,1	77,0
в т.ч. Надыр-Пур-Тазовский район	23,4	49,9
п-в Ямал	10,4	22,2
п-в Гыдань	1,1	2,3
др. районы Западной Сибири	1,2	2,6
Европейская часть России	4,1	8,7
Восточная Сибирь и Дальний Восток	3,2	6,8
Морской шельф	3,5	7,5
Итого	46,9	100,0
Распределение запасов по глубине залегания		
< 1500 км	19,5	41,6
1500–3000 км	20,5	43,7
3000–5000 км	6,9	14,7
Итого	46,9	100,0

Поданным на 1.1.2005 г. суммарные разведанные запасы газа (A+B+C₁) в России составляют 47,8 трлн м³, в т.ч. запасы региона Западной Сибири составляют 72% общероссийских запасов [355].

Из них Газпром контролирует 28,0 трлн м³ запасов, независимые газовые компании – 11 трлн м³, вертикально интегрированные нефтяные компании – 6,6 трлн м³, независимые недропользователи – 2,2 трлн м³. Основная часть разведанных запасов газа находится на суше. Перспективные и прогнозные ресурсы газа (A+B+C₁+C₂+D) составляют 157,4 трлн м³, в т.ч. на суше 57,7%, на шельфе – 42,3%. Суммарные потенциальные запасы т.н. «традиционного» газа (не считая газовых гидратов, угольного метана и газа сверхкритических параметров) оценены в 236 трлн м³ [355].

Россия, как это было показано раньше, обладает крупнейшими газовыми месторождениями. Список месторождений-гигантов, их состояние и перспективы развития показаны в табл. 6.22.

Таблица 6.22

Крупнейшие газовые месторождения России.

Название месторождений	Регион	Состояние месторождения	Запасы, трлн м ³
Супергиганты:			
Уренгойское	Западная Сибирь	Выработано на 66,2%	2,5
Ямбургское	Западная Сибирь	Выработано на 30,6%	2,0
Оренбургское	Волго-Уральский район	Выработано на 52,1%	1,8
Заполярное	Западная Сибирь	Пущено в эксплуатацию в 2001 г.	3,3
Астраханское	дельта Волги		1,2
Бованенковское	п-в Ямал	Готовится к эксплуатации (пуск 2007–2008 гг.)	4,5

Название месторождений	Регион	Состояние месторождения	Запасы, трлн м ³
Штокмановское	Баренцево море	Пуск 2010–2012 гг.	3,2
Ковыктинское	Восточная Сибирь	Пуск 2008 г.	1,9
Новопортовское	п-в Ямал	Пуск 2010 г.	2,0
Харасавэйское	п-в Ямал	Пуск 2012 г.	1,2
Гиганты:			
Вуктыльское	Тимано-Печорская провинция	Выработано на 81,2%	
Медвежье	Западная Сибирь	Выработано на 77,1%	
Вынгапурское	Западная Сибирь	Выработано на 72,3%	
Надымское	Западная Сибирь	Выработано	
Ямсовейское	Западная Сибирь	Выработано	
Комсомольское	Западная Сибирь	Выработано	
Русановское	Западная Сибирь	Пуск после 2020 г.	
Харампурское	Западная Сибирь		
Крузенштернское	п-в Ямал		
Среднее	Западная Сибирь		

Распределение запасов по месторождениям: уникальные месторождения (22 месторождения) содержат 73% всех разведанных запасов; крупные и средние месторождения (104 месторождения) – 24%, мелкие месторождения (663 месторождения) – 3%.

Часть запасов содержат природный газ, в основном состоящий из метана («сухой» газ) – это запасы т.н. сеноманского горизонта (глубина до 1500 м). Другая часть запасов – это газоконденсатные залежи, где наряду с метаном содержатся кроме метана также этан, пропан, бутаны, углеводороды C₅₊ («жирный» газ). Это – запасы т.н. валанжинских (глубина 2000–4000 м) и ачимовских (глубина > 4000 м) горизонтов.

Распределение российских запасов газа по видам газового топлива: «сухой» газ – 46,6%, «жирный» газ – 53,4 %. Добыча газа в 2002 г. распределилась следующим образом: «сухого» газа было добыто 78,3%, «жирного» газа – 21,7%. При этом газодобывающими организациями Газпрома «сухого» газа было добыто 85,4%, «жирного» – 14,6%; независимыми производителями газа, включая независимые газовые компании и вертикально интегрированные нефтяные компании, было добыто «сухого» газа 25,2%, «жирного» – 74,8%. Отметим также, что удельные капитальные затраты на стадиях добычи и подачи в магистраль «сухого» газа составляют в среднем 150 долл./ 1000 м³, а на добычу, сепарацию и поставку в магистраль «жирного» газа – 250 долл./ 1000 м³. В 2005 г. соотношение в объемах добычи «сухого» и «жирного» газа Газпромом и независимыми газопроизводителями еще в большей степени сместилось: почти 90% добытого Газпромом газа – это «сухой» газ, а у независимых производителей газа доля «сухого» газа меньше 80%.

6.6.3. Добыча газа

В газовой отрасли в период 90-х годов сократился объем геологоразведочных работ, и за последние 5 лет прирост запасов газа компенсировал добычу на 30–45%, в 1998 г. – только на 22%. В 2002 г. прирост запасов компенсировал 98% добычи, 2003 г. – 81%, 2004 г. – 72%. Основная добыча приходится на месторождения с падающей добычей (Уренгойское, Медвежье, Вынгапуровское). Из числа крупнейших и крупных месторождений наибольшей выработанностью характеризуется Вуктыльское (81% в 1999 г.), Оренбургское (52%), Уренгойское (60%), Медвежье (77%). Пик добычи на этих месторождениях (порядка 500 млрд м³) был достигнут в 1992 г. На вновь введенном Заполярном месторождении уже достигнута проектная мощность. Сокращаются запасы газа сеноманских горизонтов, разрабатываемых с наименьшими затратами; более половины оставшихся запасов в ныне действующих районах газодобычи относятся к валанжинским и ачимовским залежам, затраты на добычу из которых заметно выше, чем из сеноманских [356]. Однако и в этих условиях газовая промышленность является наиболее устойчиво работающей отраслью в российской экономике – максимальное снижение ее добычи составило в 90-е годы около

10%, в т.ч. по Газпрому – 7%, что говорит скорее о большей трудности для газовиков прекращать поставки неплательщикам (в силу социальной значимости газа), чем о реальном, обусловленном объективными причинами состоянии отрасли. Тем не менее спад имелся и в газовой отрасли, о чем свидетельствуют данные таблицы 6.23.

Таблица 6.23

Показатели развития газовой промышленности в 90-е годы и в 2000–2005 гг. [333, 338]

Показатели	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Объем добычи газа, млрд м ³	640,5	617,6	606,8	595,7	601,5	571,1	591,1	591,6	593,8
В т.ч. ГАЗПРОМ	596,3	577,6	564,3	559,5	364,7	533,8	553,7	545,6	523,2
Доля ГАЗПРОМА в общероссийской добыче газа, %	93,1	93,5	93,0	93,9	93,9	93,5	93,7	92,2	89,6
Эксплуатационный фонд газовых скважин, тыс.шт.	6,6	6,4	6,3	6,6	6,4	6,2	6,3	6,4	6,4
Протяженность магистральных газопроводов, тыс.км	139,3	140,0	145,2	146,7	148,2	148,7	153,0	152,0	152,0
Добыча газа другими компаниями, млрд м ³									
Норильскгазпром	5,0	4,8	4,8	4,5	4,6	4,3	4,0	3,8	3,7
Якутскгазпром	1,5	1,6	1,0	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Роснефть	37,3	21,4	11,0	4,9	5,2	5,2	4,1	4,9	5,6
ЛУКОЙЛ	–	2,2	1,8	2,8	2,6	2,7	2,9	3,0	3,6
ЮКОС	–	1,4	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,6
Сургутнефтегаз	–	8,5	8,1	8,4	9,7	10,1	10,4	11,1	11,1
Экспорт газа, млрд м ³ , всего,	217,9	203,9	194,7	192,6	194,5	188,9	203,3	216,0	193,8
В т.ч.									
СНГ	118,8	103,0	88,8	70,3	66,5	68,0	78,3	74,3	60,0
Балтия и дальнее зарубежье	99,1	100,9	105,9	122,3	128,0	120,9	125,0	131,7	133,8
Валютная выручка, млрд долл.	н.д.	н.д.	н.д.	8,54	9,65	10,7	9,0	10,9	11,6

Продолжение таблицы 6.23

Показатели	2001	2002	2003	2004	2005
Объем добычи газа, млрд м ³	581,5	595,3	620,3	634,7	641,0
в т.ч. ГАЗПРОМ	512,0	523,8	540,2	545,1	547,0
Доля ГАЗПРОМА в общероссийской добыче газа, %	88,0	88,0	87,1	85,9	85,3
Эксплуатационный фонд газовых скважин, тыс.шт.	6,4	6,4	6,5	6,6	6,7
Протяженность магистральных газопроводов, тыс.км	153,0	153,0	154,0	155,0	156,0
Добыча газа другими компаниями, млрд м ³					
Норильскгазпром	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Якутскгазпром	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Роснефть	6,1	6,5	}40,5*	}44,9*	}49,0*
ЛУКОЙЛ	5,2	4,3			
ЮКОС	1,7	2,4			
Сургутнефтегаз	11,1	13,3			
Экспорт газа, всего, млрд м ³	204,2	202,0	189,0	200,0	232,7
в т.ч.					
в т.ч. СНГ	77,2	73,8	47,0	55,0	71,6
дальнее зарубежье и Балтия	127,0	128,2	142,0	145,0	161,1
Валютная выручка, млрд долл.	14,5	15,1	20,6	21,9	26,9

* все ВИНК

Примерно 70% всего добытого в России газа используется внутри страны. Доля газа в топливно-энергетическом балансе возросла с 42% в 1990 г. до 50% в 2004 г. и 52,5% в 2005 г. Средневзвешенная оптовая цена газа на внутреннем рынке составляла 28,6 долл./тыс м³ в 2004 г. и примерно 40 долл./тыс м³ в 2005 г.. В 2004 г. внутри страны было использовано 390 млрд м³ газа, в 2005 г. объем внутреннего потребления превысил 400 млрд м³. В структуре потребления газа основное место занимают промышленные потребители (41,5%), электроэнергетика (38,5%); население потребляет 11,5%, коммунально-бытовые потребители – 8,5%. Отметим, что более 60 млрд м³ газа расходуется ежегодно на перекачку газа по

магистральным газопроводам. На территории страны имеется 24 подземных хранилища газа (ПХГ) с объемом хранения 62 млрд м³ газа. Более 80% внутренних поставок газа осуществляет Газпром, 20% – независимые газопроизводители [355].

Изменения баланса добычи и потребления газа за последние 10 лет представлены в табл. 6.24.

Таблица 6.24

Динамика баланса газа внутри России в 1994 г. и 2004 г. [355] (млрд м³)

Показатели	1994 г.	2004 г.
Ресурсы, всего	639,8	687,6
Добыча	607,3	634,7
Поступления из подземных хранилищ	28,5	37,9
Поступления из центральноазиатских государств	4,0	15,0
Распределение, всего	639,8	687,0
Внутреннее потребление	454,9	493,1
Технологические нужды газопроводов, потери	64,0	63,0
Потребители	351,0	387,5
Закачка в ПХГ	39,9	42,6
Экспорт	184,9	194,5

Перспективы развития газовой отрасли связаны во-многом с вовлечением в разработку северных месторождений. Прежде всего, речь идет о месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона, расположенных вблизи базовых месторождений (Ямбургское, Уренгойское, Медвежье), эксплуатируемых в режиме падающей добычи. Далее речь идет о введении в эксплуатацию месторождений Обской и Тазовской губ, освоение которых начнется в 2010 г.; месторождений Ямала (Бованенковское, Харасавэйское), разработка которых начнется в 2007–2008 гг.; Штокмановского месторождения (начало эксплуатации 2010–2012 гг.); месторождений Иркутской области, южной части Республики Саха-Якутии, шельфа о. Сахалин.

При освоении этих месторождений придется решать множество технических задач. В частности, для вывода газа Надым-Пур-Тазовского региона необходимо завершить строительство магистрали СРТО (Северные районы Тюменской области) – Торжок, ввести дополнительные компрессорные станции на магистралях Ямбург – Поволжье и СРТО – Урал, достроить систему газопроводов Заполярное-Уренгой [351,358].

Вывод ямальского газа потребует сооружения мощной газотранспортной системы производительностью порядка 250 млрд м³/год. Тяжелые природно-климатические условия п-ва Ямал и прилегающих территорий, отдаленность районов добычи от районов распределения и потребления предопределяют исключительно высокие затраты на транспорт ямальского газа.

Специалистами ВНИИГАЗ'а предложена на участке Ямал (Бованенковское месторождение) – Ухта протяженностью 1200 км новая технологическая схема, предусматривающая сооружение 4-х газопроводов по 62,5 млрд м³/год диаметром 1420 мм с внутренним гладкостным покрытием на рабочее давление 11,8 МПа, 8-и компрессорных станций общей мощностью (с учетом 25%-го резерва) 4090 МВт. Предполагаемая стоимость газотранспортной системы – около 21 млрд долл. [357]. Экспортная газотранспортная система Ямал – Европа (российский участок) в 2002–2003 гг. уже частично введена в эксплуатацию на участке от Торжка до границы Белоруссии. В 2004–2005 гг. построены участки Заполярное – Уренгой, свыше 400 км трассы СРТО – Торжок, газопровод для подключения месторождения Песцовое. В 2005 г. должны быть построены несколько компрессорных станций и участок СРТО – Торжок длиной почти 700 км [358].

Большие надежды возлагаются на освоение крупнейшего Штокмановского месторождения, о чем уже не раз говорилось в предыдущих разделах. По оценке Севморнефтегаза – компании-оператора по разработке Штокмановского месторождения – полное освоение месторождения обеспечит максимальный уровень добычи 67,5 млрд м³ газа и 0,35 млн т газового конденсата в год. Ввод месторождения намечен на 2010 г. Газ

предлагается подать на завод по сжижению в районе Мурманска, а также в район Волхова и, далее, в Карелию, Мурманскую и Архангельскую области. Одним из партнеров российской компании является норвежская компания Statoil, имеющая опыт разработки северных месторождений Сновит и Орменн Ланге [359].

Что касается разработки Ковыктинского месторождения (Иркутская обл.), Чаяндинского месторождения (Республика Саха-Якутия) и ряда других месторождений этого региона, то их особенностью является наличие в газе высокого содержания гелия и углеводородов C_{2+} . Имеется мнение представителей Газпрома о необходимости воздержаться от спешки при разработке этих месторождений с тем, чтобы технологически подготовиться к комплексной переработке газа этих месторождений [360]. Более подробно этот вопрос будет рассмотрен далее в разделе «Проблемы использования ценных компонентов природного газа».

Важное значение имеет также использование российской территории для транзита газа центральноазиатских государств. В частности, заключено соглашение с Туркменистаном, согласно которому эта газодобывающая страна поставит в Россию свой газ: 2005 г. – 4 млрд m^3 ; 2006 г. – 10 млрд m^3 ; 2007–2008 гг. – 60 млрд m^3 ; с 2009 г. – 70–80 млрд m^3 [355].

Ряд экспертов высказывают более осторожные прогнозы относительно возможностей увеличения добычи газа. В частности, специалисты Института систем энергетики СО РАН (г. Иркутск) считают, что:

- добыча газа на Ямале начнется после 2010 г. и только в период 2015–2030 гг. достигнет уровня 180–220 млрд m^3 ;
- добыча на Штокмановском месторождении может начаться в 2011–2012 гг. с выходом на максимум (60–80 млрд m^3) в 2020–2025 гг.; освоение шельфовых месторождений Карского моря (Русановское, Ленинградское месторождения), а также на п-ве Гыдан начнется после 2025 г.;
- добыча на остальных новых месторождениях в 2010 г. не превысит 30 млрд m^3 , 2015–2020 гг. – 40–60 млрд m^3 , 2030 г. – 50–80 млрд m^3 . Эксперты ИСЭ СО РАН считают необходимым использовать в электро- и теплоэнергетике уголь, применяя при этом «чистые» технологии [356].

6.6.4. Российский газовый концерн Газпром

В период 2000–2001 гг. имело место общее падение объемов добычи газа, однако степень этого падения для различных производителей была различной: в 2000 г. по сравнению с 1999 г. объем производства газа вырос на 0,4%, а объем добычи Газпрома снизился на 4,1%. В 2001 г. объем добычи газа в России снизился на 2,1%, в т.ч. добыча Газпрома – на 2,1%, а независимых производителей газа – на 1,6%. В 2002 г. объем добычи газа вырос на 2,4%, в т.ч. в Газпроме – на 2,3%, у независимых производителей – на 2,9%. В период 2003–2005 гг. добыча газа в России, в т.ч. добыча Газпрома росла (2003 г. – 540 млрд m^3 , 2004 г. – 545,1 млрд m^3 , 2005 г. – 550 млрд m^3).

Оценка современного состояния газовой промышленности во многом, если не целиком, зависит от результатов деятельности крупнейшей российской промышленной компании – ОАО Газпром. Ниже приводятся некоторые результаты деятельности концерна за 2000–2005 гг.

Газпром по данным аудитора запасов американской компании De Golyer and MacNaughton располагал запасами в размере 28,1 трлн m^3 , которые на 85% сосредоточены в Западной Сибири. Это составило 60% общероссийских запасов, что меньше, чем на аналогичную дату 2000 г. (65%), и связано с приростом запасов у независимых газовых и нефтяных компаний. Прирост запасов составил 166,2 млрд m^3 , конденсата – 35,2 млн т. За 2001 г. было пущено в эксплуатацию 195 скважин, в т.ч. 157 эксплуатационных. Газпром владеет 122 лицензиями на недропользование, в т.ч. 95-ю с правом ведения добычи. В 2004 г. Газпром прирастил запасы газа и нефти соответственно на 3,2% и 14%. На 1.1.2005 г. запасы газа составили 28,3 трлн m^3 , нефти – 0,65 млрд т, конденсата – 1,22 млрд т [361].

Газпром осуществляет ежегодное бурение скважин в количестве 160 тыс. м, имеет 148,5 тыс. км газопроводов и 249 компрессорных станций общей мощностью 42 Мвт.

Добыча и переработка газа и выпуск отдельных видов продукции из газа в 2001–2005 гг. представлены в табл. 6.25.

Таблица 6.25

Производство продукции компаний Газпром в 2000–2005 гг.

Показатели	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
1. Добыча газа, млрд м ³	523,2	512,0	521,9	540,2	545,1	547,9
2. Переработка газа, млрд м ³	35,3	34,6	34,2	33,8	32,4	33,9
3. Производство:						
сера, млн т	4,5	4,7	5,0	5,1	5,2	5,4
сжиженный газ, млн т	1,8	2,1	1,6	2,1	1,9	1,9
автобензин	1,1	1,2	1,4	1,8	2,0	2,2
дизельное топливо	1,5	1,6	1,6	1,5	1,7	1,6

Увеличение выпуска продукции переработки газа свидетельствует об улучшении работы предприятий по переработке газа.

Как уже отмечалось, основная добыча ведется на месторождениях, вступивших в стадию естественного падения (Медвежье, Ямбургское, Уренгойское). Компенсировать падение добычи должно месторождение Заполярное, добыча на котором уже достигла планового уровня порядка 100 млрд м³, что позволило компании выйти на уровень добычи в 550 млрд м³ в 2005 г.

Данные о поставках газа компанией Газпром в 2000–2005 гг. представлены в табл. 6.26.

Таблица 6.26

Поставки природного газа компаниями Газпром

Показатели	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Поставки на внутренний рынок, млрд м ³	308,4	317,5	283,5	291,0	292,1	307,0
Поставки на внешний рынок, млрд м ³	172,4	166,4	170,9	175,5	194,5	232,7
в т.ч.						
в Европу	129,0	126,9	128,6	132,9	140,5	156,1
в СНГ и страны Балтии	43,4	39,5	42,3	42,6	54,0	76,6
Закачка газа в ПХГ, млрд м ³	н.д.	44,9	45,7	39,9	42,6	42,8
Выручка от поставок газа на внутренний рынок, млрд руб.	113,7	157,5	185,5	196,0	258,5	343,1
Валютная выручка, млрд долл.	11,6	14,5	15,1	16,5	19,2	26,9

Увеличение выручки от продаж газа на внутреннем рынке произошло за счет роста цен. Несмотря на увеличение выручки от реализации газа, проблема продаж на внутреннем рынке продолжает оставаться «головной болью» Газпрома, т. к. внутренние цены лишь покрывают растущие издержки добычи, транспортировки и реализации. В Газпроме считают, что работа на внутреннем рынке для компании не дает прибыли, но данных о себестоимости добычи не раскрывают.

Ценовая конъюнктура на газовом рынке Европы позволила Газпрому увеличить объем валютной выручки при некотором снижении поставок.

Объем капитальных вложений в 2001 г. составил 120 млрд руб. (в 2000 г. – 138,8 млрд руб.), причем большая часть направлена на промышленное строительство. В 2004 г. Газпром освоил 210 млрд руб., что было на 21% больше, чем в 2003 г. Структура расхода инвестиций в 2004 г. была такова (%): транспортировка и подземные хранилища газа – 55,7; добыча – 31,2; эксплуатационное бурение – 8,0; геологоразведочные работы – 1,0; переработка – 0,9; непромышленное строительство – 1,4; прочие – 1,8.

Капитализация компании Газпрома в 2002 г. составляла 11,35 млрд долл. (место в рейтинге 500 крупнейших компаний мира в конце 3-й сотни). В 2003 г. капитализация Газпрома составила почти 27 млрд долл., в 2004 г. – 54,2 млрд долл. В 2005 г. после присоединения компании Сибнефть и ряда других компаний, а также после выхода акций Газпрома на основные фондовые рынки компания по показателю капитализации вошла в

первую пятерку мировых компаний.

Финансовые результаты ОАО Газпром по данным сайта компании представлены в табл. 6.27.

Таблица 6.27

Финансовые показатели ОАО «Газпром» в 2000–2005 гг. (млн руб.)

Показатели	2000	2001	2002	2004	2005
Выручка (без НДС, акцизов и других платежей)	375390	474471	602056	976776	1383545
Прибыль от продаж	176598	164919	101910	262611	453984
Прибыль до налогообложения	76181	117713	60185	211593	358144
Чистая прибыль	44439	71928	53511	161084	203439
Чистые активы	1491063	1553935	1602447	2789053	2964323
Дивиденды выплаченные	1666	5445	10416	16300	н.д.

Независимой экспертизой по международным стандартам проверено более 85% запасов газа компании Газпром. Аудит подтвердил надежность оценок начальных запасов углеводородов по месторождениям и достаточно высокий коэффициент перевода промышленных запасов в категории «доказанных и вероятных». Текущая стоимость запасов углеводородного сырья ОАО «Газпром» оценивалась в 2002 г. в 41,4 млрд долл., а в начале 2005 г. – 87 млрд долл.

Основные инвестиции направлялись на обустройство Заполярного месторождения, строительство дожимных компрессорных станций, реализацию проектов «Ямал – Европа» и «Северо-Европейский газопровод», «СРТО – Торжок», расширение подземных хранилищ и реконструкцию газотранспортной системы.

Главный рынок Газпрома – Европа. В 1998 г. Европейское сообщество приняло газовую директиву, направленную на либерализацию рынка Европы. Цель либерализации – снижение цены на газ вследствие усиления конкуренции и полной ликвидации долгосрочных контрактов. Представители Газпром'a ведут переговоры с Энергетической комиссией в Брюсселе. В частности, снята с повестки дня первоначальная постановка вопроса о полной ликвидации долгосрочных контрактов. Долгосрочные контракты, которые на сегодня уже заключены, будут действовать. И что самое главное – будет сохранено существенное условие этих контрактов: «take or pay» («бери или плати»). Альтернативы долгосрочным контрактам поставок газа в Европу на сегодняшний день нет. «Споттовый рынок, без сомнения, должен расти. Ведь речь идет о дополнительных объемах газа, которые появляются на рынке. Но основу все-таки должны составлять долгосрочные контракты, позволяющие нам привлекать инвестиции.

В 2005 г. объем экспорта в Европу ожидается на уровне 150–155 млрд м³, а на внутренний рынок – 312–320 млрд м³. Ожидаемый объем чистой прибыли в 2005 г. 6 млрд долл., заимствований в 2005 г. – 4 млрд долл., в т.ч. долгосрочных 70%. Планируется выпуск векселей, облигаций, размещение евробондов с выходом на европейский и американский фондовые рынки.

Газпром осуществляет ряд крупных инвестиционных проектов по поставкам газа в зарубежные страны. Идет строительство газопроводов Ямал – Европа, завершено сооружение газопровода «Голубой поток» для поставок газа из России в Турцию. Один из экспортных проектов Газпрома – Североевропейский газопровод, пролегающий с территории Ленинградской области по дну Балтийского моря до территории Германии, – получил трансъевропейский статус. Этот статус позволяет привлекать для инвестирования данного проекта средства Европейского инвестиционного банка. Для реализации проекта суммарной мощностью 30 млрд м³ и стоимостью 3 млрд долл., создан консорциум из нескольких компаний (Газпром, BASF, Ruhrgas, Fortum, Gasunie).

Газпром более 30 лет поставляет газ в европейские страны. За эти годы никогда не были сорваны его контрактные обязательства. Поэтому Газпром имеет в Европе репутацию надежного поставщика и в дальнейшем планирует работать так же.

По оценке экспертов, запасов газа в РФ хватит на 80 лет. Однако следует заметить, что

запасов газа у нас гораздо больше, чем упомянутые выше запасы. Существуют запасы т.н. низконапорного газа, которые только на Ямале сопоставимы с запасами такого месторождения, как Заполярное. Кроме этого, существуют запасы нижних горизонтов такого крупнейшего месторождения, как Уренгойское. Это т.н. ачимовские пласты. По оценкам геологов, запасы природного газа опытного участка ачимовских отложений Уренгойского месторождения составляет 350 млрд м³ газа и 114 млн т. газового конденсата. Имея на месторождении всю необходимую инженерную и социальную инфраструктуру, было бы неразумно не попытаться взять, что осталось.

На Уренгойском месторождении имеются три слоя: сеноман, валанжин и ачим. Условно можно считать, что сеноман – вчерашний день, валанжин – сегодняшний, ачим – завтрашний. Характеристики ачимовского стратиграфического яруса (основу которого составляет валанжин), таковы: глубина более 3700 м, пластовая температура – 110 градусов С⁰, пластовое давление – 62 Мпа, содержание конденсата > 450 г/м³. Издержки добычи из ачимовского слоя, по мнению академика А. Дмитриевского, в 15 раз выше, чем в среднем по Уренгойскому месторождению. По оценкам специалистов Газпрома эта разница составит 4–8 раз.

Перспективными месторождениями являются Штокмановское, Приразломное, Харампурское, Етыпуровское, Вынгайхинское. Наибольшее из них Штокмановское (запасы 3,2 трлн м³) Газпром намерен разрабатывать совместно с норвежской компанией Statoil. В разработку проекта последовательно включались австралийская компания ВНР, российско-немецкая компания Wintershall, американская Conoco, норвежская Norsk Hydro, французско-бельгийская Total, финская Fortum и ряд других.

Выбор еще одной компании (как минимум) должен был быть завершён в 2006 г. Оператором проекта назначена компания «Севморнефтегаз» – продукт альянса Газпрома и Роснефти. Интерес Роснефти – наличие у нее лицензии на разработку Харампурского месторождения (запасы 750 млрд м³), но нет возможности доступа к системе газотранспорта. Интерес Газпрома – получить от Роснефти допуск к сахалинским проектам. Работы по Штокмановскому проекту начаты и можно предположить, что газ Штокмановского месторождения может выйти на европейский рынок в 2011–2012 гг., т.е. тогда, когда начнется падение добычи на месторождениях Северного моря.

Месторождения Ямала превышают запасы Штокмановского месторождения в 3 раза и составляют около 9 трлн м³, из которых 2/3 приходится на три соседствующие Бованенковское, Крузенштенновское и Харасавейское месторождения. Кроме этого, в 100–150 км от них на шельфе Карского моря находятся Русановское и Ленинградское месторождения с запасами порядка 6 трлн м³. А если брать запасы всего арктического шельфа России – наиболее протяженного на планете – то их оценивают в 15,5 млрд т (или 11 млрд т. нефти и 84,5 трлн м³. природного газа). Понятно, что издержки добычи на этих месторождениях превысят ожидаемый в ближайшей перспективе уровень цен на нефть (22–26 долл./барр.) и на газ (85–100 долл./тыс. м³). Проблема освоения богатств арктического шельфа – дело будущего, но уже сейчас желательно уточнить запасы, выделить из них наиболее перспективные для промышленного освоения, установить очередность разработок, выполнить технико-экономическую оценку добычи газа на этих месторождениях.

6.6.5. Основные проекты Газпром

Среди проектов развития сырьевой базы из ряда альтернативных вариантов можно выделить:

- а) выход на новые регионы (Ямал, Штокмановское месторождение). Однако эффект масштаба добычи, который может быть достигнут в этих вновь разрабатываемых районах, будет «съеден» высокой стоимостью освоения и еще большими транспортными расходами; в этой связи потребуются новые технологии и совместная деятельность с компаниями, имеющими опыт работы в северных условиях;
- б) более интенсивное использование имеющихся ресурсов Надым-Пур-Тазовского

нефтегазоносного региона, где уже имеется промышленная и социальная инфраструктура, но со всеми последствиями, связанными с поздней стадией освоения (в частности, удельные капиталовложения на освоение Заполярного месторождения в несколько раз выше, чем в свое время Уренгоя и Ямбурга). При разработке месторождений следует учитывать то, что в составе природного газа все более высокую долю будет составлять газ с повышенным содержанием этана, пропана, бутанов.

- в) развитие новых газоносных провинций в Восточной Сибири, Якутии, на о. Сахалин.
- г) газификация сел, рабочих поселков и городов;
- д) создание газохимических проектов на базе углеводородов C_{2+} , извлекаемых из т.н. «жирного» газа и газового конденсата месторождений северных районов Тюменской области (СРТО);
- е) создание заводов по сжижению газа и выход на мировой рынок СПГ;
- ж) строительство газотурбинных установок;
- з) освоение технологии переработки газа в жидкие продукты (GTL) и производства синтетических жидких топлив.

Перечень потенциальных проектов приведен на рис. 24.

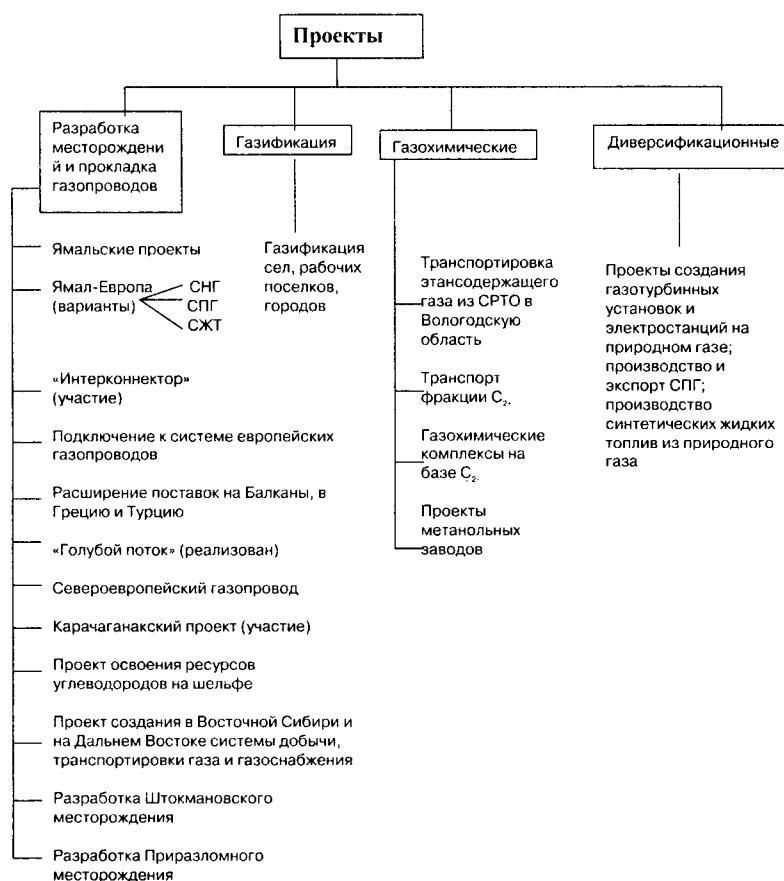


Рис. 24. Реализуемые и потенциальные проекты Газпрома

Сокращения: СНГ – сжиженный нефтяной газ СНГ – сжиженный природный газ СЖТ – синтетическое жидкое топливо

Ниже более подробно рассмотрены некоторые проекты Газпрома.

Проект Ямал-Европа предназначен для подключения к потоку газа, направляемому на экспорт и для внутреннего потребления, ресурсов газовых месторождений полуострова Ямал (Бованенского, Новопортовского, Харасавэйского и др.). Кроме того, реализация проекта Ямал-Европа предполагает пролегание газотранспортной системы через территории России, Белоруссии, Польши и Германии, которые пока не подключены к магистральным трубопроводам, а также составить альтернативу подачи газа через Украину. Общая

протяженность газопровода около 6000 км, диаметр труб 1440 мм, давление в трубе 8,3 Мпа. Суммарные капиталовложения в реализацию проекта – 45–50 млрд долл. Наиболее сложным участком газопровода является участок Ямал-Ухта (1220 км), т.к. придется преодолевать такие трудности, как вечная мерзлота, суровые условия, полное отсутствие какой-либо инфраструктуры, переход через широкие водные преграды (Обская губа). Некоторые характеристики участков газопроводов Ямал-Европа представлены в табл. 6.28.

Таблица 6.28

Характеристики проекта Ямал-Европа.

Маршрут	Протяженность, км	Кол. Ниток	Давление, Мпа	Диаметр трубы, мм	Число компрессорных станций
Ямал-Торжок	2530	3	7,4	1400	32
Торжок-Крупинская	402	2	8,3	1400	5
Белоруссия	575	2	8,3	1400	5
Польша	682	2	8,3	1400	5
Германия	1730	1		1000–1200	5

Второй по значимости газотранспортной системой, предназначенной для экспорта природного газа, является проект «Голубой поток», который с октября 2002 г. уже вступил в эксплуатацию, хотя при объявлении о его создании реализация такого проекта казалась фантастической. Стоимость проекта оценивалась в 2,3 млрд долл. Производительность газотранспортной системы рассчитана максимально на 16 млрд м³ газа. Суммарная протяженность газопровода – 1200 км, в т.ч. российский участок до Туапсе (373 км); подводный участок до турецкого порта Самсун протяженностью 385 км (2 нитки диаметром 800 мм, проложенные по дну моря, причем максимальная глубина погружения трубы – 2150 м); турецкий участок газопровода Самсун-Анкара протяженностью 440 км.

Отметим, что строительство газопровода замыслилось в период, когда в Турции у власти находилось правительство, объявившее о высоких темпах роста турецкой экономики и, естественно, о большой потребности в энергоресурсах, прежде всего, в природном газе. Чтобы выиграть время и опередить конкурентов, было принято решение о реализации проекта «Голубой поток», что носило скорее геостратегический, а не экономический характер. Впоследствии в Турции к власти пришло новое правительство, посчитавшее концепцию развития экономики страны, предложенную прежним руководством, излишне амбициозной и непосильной для страны. Следовательно, снизились планируемые объемы потребления газа и начались трения с российской стороной о величине поставок газа, которые, по мнению турецкой стороны, были сильно завышены. Однако уменьшение поставок, обозначенных в проекте, означает для российской стороны (Газпрома) уменьшение поступлений валютной выручки и увеличение сроков окупаемости вложенных средств. Не исключен вариант решения спорных вопросов через международный суд.

Для надежного снабжения природным газом стран Европы еще в 1997 г. возникла идея Североевропейского газопровода, поддержанная Европейским Союзом.

Маршрут Североевропейского газопровода (СЕГ) состоит из четырех участков, двух сухопутных и двух морских.

Первый сухопутный участок, который соединит планируемую магистраль с Единой системой газоснабжения России, пройдет от г. Грязовец Вологодской области до г. Выборг Ленинградской. Это новый газопровод, хотя большая его часть будет проложена по старому транспортному коридору. На протяжении 897 км ляжет труба диаметром 1200 мм и будут построены 7 сухопутных и одна береговая компрессорные станции (КС). Стоимость этой части газопровода оценена в 1,8 млрд долл.

Точкой отсчета второго, морского участка, явится компрессорная станция, которая будет построена в бухте Портовая рядом с г. Выборг. Труба диаметром 1067 мм пройдет по дну Балтийского моря и «вынырнет» у германского г. Грейфсвальд. Протяженность участка 1189 км, стоимость – 2,4 млрд долл.

Далее на расстояние в общей сложности 651 км трубопровод протянется по

территориям Германии и Нидерландов. Стоимость третьего участка оценивается в 1,5 млрд долл. Последний участок – тоже морской, до г. Бэктен в Великобритании, обойдется в 0,5 млрд долл. Суммарные протяженность и стоимость новой магистрали составят соответственно 3000 км и 6,2 млрд долл. Возможно использование газопровода «Интерконнектор» в реверсивном режиме.

Сырьевой базой для СЕГ на первом этапе будут служить разрабатываемые месторождения Надым-Пур-Тазовского региона. В дальнейшем предполагается подключить месторождения Ямала и Обско-Тазовской губы. Штокмановское месторождение рассматривается в этой роли в самую последнюю очередь.

Приступить к строительным работам предполагается в 2005 г., первые поставки планируются на 2007 г., выход на проектную мощность – в 2009 г. Правда, каким будет проектный уровень газопровода, пока не решено. Предварительно предполагается, что в одноконтурном варианте на первом этапе он составит 19,7 млрд м³ в год. В дальнейшем, в зависимости от потребностей рынка, мощность системы может быть доведена до 30 млрд м³.

В реализации проекта согласны принять участие Ruhrgas (Германия), Wintershall (Германия), Total AS (Франция), Fortum (Финляндия), Gazunie (Нидерланды). Проект может быть организован по схеме классического проектного финансирования. Иначе говоря, классическое проектное финансирование предполагает, что проект должен быть выделен на отдельный баланс, должна быть создана специальная компания, которая будет заниматься управлением этим проектом. Иностранному инвестору, который может участвовать в проекте, всегда входит, с одной стороны, в уставной капитал и одновременно с этим приносит долговое финансирование в виде коммерческих кредитов или финансирования на базе своих взаимоотношений с иностранными банками. Одной из особенностей классического проектного финансирования является то, что, принося инвестиции, иностранный инвестор претендует на контроль над его реализацией.

Развивая перспективное восточное направление, Газпром имел намерение принять участие в реализации экспортных проектов подачи газа в Китай, Южную Корею, Японию, образовав для этого дочернюю компанию «Востокгазпром». Рассматривались несколько проектов поставок природного газа в Китай: от Ковьютинского месторождения в Китай непосредственно или через территорию Монголии, а также от месторождений Западной Сибири через Сибирь, Монголию в Пекин. Некоторые характеристики восточных проектов приведены в таблице 6.29.

Таблица 6.29

Некоторые характеристики восточных газотранспортных систем.

Показатели	Ковьютинское месторождение		Ямбургское месторождение (в Пекин)
	Иркутск-Монголия-Пекин	Иркутск-Улан-Удэ-Чита-Пекин	
Протяженность, км	2645	4485	5665
Число компрессорных станций, шт.			
Суммарные инвестиции, млрд долл.	8,0–8,4	10,2–10,6	12,0–12,4

Имелись также проекты подачи российского природного газа в Синьган-Уйгурский автономный район и далее в Шанхай (протяженность свыше 4200 км), причем интерес к этому проекту высказали Royal Dutch/ Shell Group и ExxonMobil Corp. Имелся также проект подачи газа Республики Саха-Якутия в Южную Корею (протяженность газопровода 5265 км, в т.ч. по территории России 4383 км). Этот газопровод производительностью 34–44 млрд м³/год с 40 компрессорными станциями оценен в 12,5 млрд долл. Его сырьевой базой предполагались находящиеся на юге Республики Саха-Якутия месторождения Ботуобинской газодонной провинции и Чаяндинское месторождение. Однако позиция Газпрома относительно этих проектов изменилась и находится в стадии более детальной проработки в рамках проекта комплексного освоения месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая разработку месторождений, газификацию регионов, комплексное извлечение всех ценных компонентов природного газа.

В процессе реализации находятся проекты Сахалин 1 и Сахалин 2, осуществляемые по схеме соглашения о разделе продукции (без участия Газпрома). Проект Сахалин 1, реализуемый консорциумом ExxonMobil, India Oil & Natural Gas Corp., Роснефтью и Сахалинморнефтегазом оценен в 12,3 млрд долл., причем его первая фаза, рассчитанная на добычу 8 млрд м³ газа, стоит 4,3 млрд долл. Сырьевой базой проекта являются шельфовые месторождения Одопту, Чаево, Аркутун-Дати с запасами 0,5 трлн м³.

Проект Сахалин 2 является совместным предприятием Шелл и японских компаний Мицуи и Мицубиси. Сырьевой базой проекта являются месторождения Лунское и Пильтун-Астохское, находящиеся на шельфе и имеющие суммарные запасы 0,42 трлн м³. Предполагается строительство транссахалинского газопровода и завода по сжижению природного газа мощностью 9,6 млн т. СПГ в год. Суммарные инвестиции в проект оцениваются в 8,5 млрд долл.

Кроме этого имеется проект освоения Штокмановского месторождения, расположенного в Баренцевом море в 500 км от Мурманска. Учитывая гигантские запасы этого месторождения (3,3 трлн м³), а также тот факт, что добыча газа на месторождениях Северного моря снижается, интерес к этому месторождению проявляют иностранные компании Conoco-Phillips (США), Total AS (Франция), Norsk Hydro (Норвегия), Fortum (Финляндия). С российской стороны выступают Роснефть и Газпром. Первая фаза проекта оценивается в 15–20 млрд долл., а весь проект в 40 млрд долл.

В более отдаленной перспективе настанет пора разработки месторождений, расположенных на шельфе в арктической зоне.

Отметим, что освоение газовых месторождений Ямала может быть эффективно только в том случае, если внутренняя цена газа составит не менее 40 долл./ тыс. м³.

Прогнозируемый уровень добычи российского природного газа в 700–720 млрд м³ в 2020 г. означает, что доля России в мировой добыче сократится с 23% до 20%, что по мнению отдельных экспертов приведет к утрате значения российской газодобычи на мировой арене. Предполагается, что при решении тормозящих развитие отрасли проблем реален уровень добычи в 850–900 млрд м³, из которых 200–250 млрд м³ могут обеспечивать независимые газодобывающие компании [362]. По мнению эксперта столь внушительный объем добычи газа в 2020 г. сможет быть обеспечен за счет следующих источников: Газпром – 530 млрд м³, независимые производители на месторождениях Западной Сибири – 180 млрд м³, месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока – 110 млрд м³. Новые газодобывающие компании, включая нефтяные, могут обеспечить добычу к 2020 г. 250 млрд м³ газа (не считая объема газа, добываемого в составе сахалинских проектов). Вопрос приведения в соответствие объемов и структуры добычи газа со структурой запасов, сбалансированная во времени отработка сеноманских горизонтов с низкокондиционными запасами «жирного» газа и с учетом импортируемого газа входит в круг вопросов обеспечения энергетической безопасности страны.

Имеются и гораздо более скромные прогнозы добычи газа в перспективе, о которых упоминалось выше – это прогнозы специалистов Института систем энергетики СО РАН, которые считают, что добыча газа в России стабилизируется на уровне 620–650 млрд м³ [356].

6.6.6. Цены на газ

Цены на газ – предмет государственного регулирования. Государственное регулирование оптовых цен на природный газ было сохранено ввиду его значимости для стабильной работы энергетики страны и других крупных потребителей, создания необходимых условий для дальнейшего реформирования экономики. Длительное замораживание цен на газ в условиях постоянного роста издержек в добыче и транспортировке привело в 1999 г. к убыточности его поставок на внутреннем рынке. Газ – наиболее экологически чистый и эффективный вид топлива – дешевле в 6–8 раз мазута и 1,5–2 раза угля. Это привело к искажению структуры топливно-энергетического баланса, где

образовалась гипертрофированно высокая доля газа (почти 50%, а в энергобалансе Европейской части страны – 84%). В настоящее время внутренняя регулируемая цена на газ позволяет лишь окупать затраты предприятиям базовой отрасли.

Цены на продукцию нефтегазового комплекса приведены в табл. 6.30.

Таблица 6.30

Динамика цен на нефть и газ

Показатели	Годы									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Цена нефти, руб/т										
производства	70	630	3130	100	292	355	376	339	1000	1546
потребления					392	493	541	511	2103	4152
Цена газа, руб/тыс. м ³										
производство	100	200	1700	6800	17,6	38,4	39,4	44,1	58,0	88,2
потребление							327	338	371	468

Продолжение таблицы 6.30

Показатели	Годы				
	2001	2002	2003	2004	2005
Цена нефти, руб/т					
производства	1501	1929	2065	2655	
потребления	2168	3086	4130	3580	
Цена газа, руб/тыс. м ³					
производство	144	95,7	131	279	300
потребление	572	600	689	893	1125

Стоимость газа для населения в 2001 г. – 19,8 долл./тыс. м³, для промышленности – 14 долл./тыс. м³. В США в 2001 г. – 373 долл./тыс. м³ (для населения), 206 долл./тыс. м³ – для промышленных потребителей; в западноевропейских странах (в частности, Германии – 380 долл./тыс. м³, при условии, что на границе Германии российский газ в магистральном газопроводе стоил 105 долл./тыс. м³). Покупая российский газ, европейские страны на своих заводах производят из него пластмассы и другие химические продукты и продают их в России. Это делают Польша, Германия, Турция. Средневзвешенная цена газа для промышленных потребителей в период с 2000 г. выросла с 373 руб./тыс. м³ до 1064 руб./тыс. м³ в 2004 г., а для населения с 231 руб./тыс. м³ до 771 руб./тыс. м³. В 2005 г. цена газа для промышленных потребителей составила 1297 руб./тыс. м³, а для населения – 1000 руб./тыс. м³. Необходимость повышения цен на газ достаточно очевидна. Верхней планкой можно считать цену, определенную по методу *net back prices*, т.е. европейскую цену на газ минус затраты на транспорт, прокачку через транзитные страны и экспортная пошлина; экономически оправданным уровнем следует считать обеспечение нормальных условий функционирования газового сектора, т.е. получение минимального уровня прибыли при реализации газа на внутреннем рынке (метод ценообразования *cost +*; социально оправданным – уровень, который способны выдержать наши потребители, которые при этом сохраняют конкурентоспособность своей продукции на российском рынке при вхождении в ВТО, а также население; энергетически оправданным можно считать уровень, при котором соотношение между энергоносителями будут близкими к сложившимся в мире, а именно нефть–газ–уголь = 1,5:1,2:1.

В России в 2002 г. сложились следующие соотношения цен на энергоносители: газ – 25,6 долл./тнэ, уголь 36,3 долл./тнэ и нефть 56,7 долл./тнэ, т.е. соотношение нефть:газ:уголь = 2,2:1:1,4. Если взять это соотношение для отдельных зарубежных стран, то в 2002 г. для США оно было 1,1:1:0,3; для Европы – 1,1:1:0,4; для Японии – 1:1:0,3. Существенно отличались в 2002 г. показатели цен газа для внутреннего потребления (19,8 долл./тыс. м³) и для экспорта (100 долл./ тыс. м³).

И в 2005 г. цена на газ внутри страны была в 1,5 раза ниже, чем цена на уголь, в то время как на внешних рынках цена газа в 1,5–2,0 раза выше цены угля. Для соблюдения пропорций между ценами на энергоносители необходимо повысить цену на газ относительно

уровня 2002 г. в 2,2–2,25 раза к 2007 г., а к 2010 г. добиться соотношения цен на энергоносители на внутреннем рынке такого же, какое сложится в развитых странах: соотношение цен газ/уголь примерно 1,4–1,5 : 1, соотношение цен нефть/газ – 1,2–1,25. Однако добиться этого результата будет сложно из-за слабой конкурентоспособности российской продукции даже при низких ценах на газ, низкой платежеспособности населения, бюджетной сферы и части бизнеса, неизбежности роста цен на уголь.

Директором Института энергетических исследований РАН чл.-корр. А.А.Макаровым представлены расчеты динамики цен на газ на внутреннем рынке на перспективу [336].

При использовании концепции регулируемой цены и метода *cost + ожидаемый* на 2010 г. уровень цен на газ составляет 50 долл./тыс. м³, 2015 г. – 60 долл./тыс. м³, 2020 г. – 70 долл./тыс. м³. При использовании методологии *net back prices* зона равновесных цен в 2010 г. оказывается в интервале 60–85 долл./тыс. м³, в 2015 г. – 65–90 тыс. м³, 2020 г. – 80–110 долл./тыс. м³. Зона цен межтопливной конкуренции еще выше: 2010 г. – 80–95 долл./тыс. м³; 2015 г. – 100–115 долл./тыс. м³; 2020 г. – 110–125 долл./тыс. м³. Право властей выбрать наиболее приемлемый для экономики страны вариант.

Система государственного регулирования цен на газ должна основываться на рыночном механизме. Она должна стимулировать снижение издержек в эксплуатации и получение максимального соотношения «затраты – отдача» в инвестиционном процессе. Регулируя цены, государство должно обеспечить производителю гарантии долговременного присвоения части прибыли, полученной за счет снижения издержек. По всей вероятности, будет принята предложенная Газпромом концепция поэтапного повышения цен на газ, достижения оптимального соотношения цен на газ и другие энергоносители, согласования с динамикой экспортных цен. Цены на газ на регулируемом рынке должны с некоторым лагом отслеживать цены свободного сектора рынка газа. Необходимо учитывать сезонность поставок газа и надбавку за надежность поставок.

6.6.7. Баланс газа в России

В 2001 г. в России было произведено 543,4 млрд м³ природного газа, получено по импорту и в качестве транзитного газа 34,5 млрд м³. Собственное потребление составило 373,7 млрд м³, экспорт в Западную Европу – 86,7 млрд м³, в Центральную и Восточную Европу – 40,3 млрд м³, в страны СНГ – 77,2 млрд м³. Из суммарного газа, потребленного на внутреннем рынке, 37% ушло на нужды электроэнергетики, 33% – промышленности, 20% – коммунально-бытового сектора, 10% – на прочие нужды.

В 2004 г. ресурсы газа в объеме 687,6 млрд м³, представляющие собой добычу газа внутри страны (634,7 млрд м³), поступления из ПХГ (37,9 млрд м³), поступления из центральноазиатских стран (15,0 млрд м³) были распределены следующим образом: использовано потребителями внутри страны (387,5 млрд м³), израсходовано на нужды самой газовой отрасли (63,0 млрд м³), закачано в ПХГ (42,6 млрд м³), отправлено на экспорт (194,5 млрд м³).

По расчетам экспертов, выполненных с использованием различных подходов, перспективный баланс природного газа на 2007 г. выглядит следующим образом (табл. 6.31).

Величина разницы – это суммарный максимально возможный объем добычи газа независимыми газодобывающими компаниями, вертикально интегрированными нефтяными компаниями, а также транзит газа из центральноазиатских государств.

Таблица 6.31

Баланс природного газа в 2007 г. (варианты) (млрд м³)

Варианты	Добыча Газпрома	Экспорт	Внутреннее потребление	Баланс
Вариант Газпрома	530	175–205	475 (макс)	120–150
Вариант Газпрома	530	175–205	430 (умер)	75–105
Вариант Газпрома	530	175–205	410 (мин)	55–85
Оценка экспертов	480	175–205	450	145–175

Совместными усилиями специалистов Газпрома, ВР и Института энергетической

политики был разработан газовый баланс России на 2010 г. (табл. 6.32) [364].

Таблица 6.32

Баланс газа в России в 2010 г. (млрд м³)

Показатели	2004 г.	2010 г.
Добыча газа Газпромом (2010 г. – без учета ввода Ямальских месторождений, оптимистический вариант)	545	550
Поставки на экспорт со стороны Газпрома (Европа/СНГ, без учета экспорта в Азию)	191	312
Остаток, доступный внутренним потребителям	354	238
Внутренний спрос на газ в России		
Вероятный сценарий – Вариант 1	423	545
Пониженный сценарий – Вариант 2	423	477
Разрыв: Вариант 1	69	307
Вариант 2	69	239
Поставки газа из центральноазиатских государств (Туркменистан – 70 млрд м ³ , Казахстан – 15 млрд м ³ , Узбекистан – 20 млрд м ³)	50	105
Разрыв Сценарий 1	19	202
Сценарий 2	19	134

Итоговые данные табл. 6.32 – интервал необходимых объемов добычи газа независимыми производителями.

В 1999 г. независимые производители газа (газовые компании и вертикально интегрированные компании) добыли суммарно 39,7 млрд м³ газа (6,7%), 2000 г. – 54,1 млрд м³ (9,3%), 2001 г. – 61,8 млрд м³ (10,5%), 2002 г. – 73 млрд м³ (12,3%), 2003 г. – 80 млрд м³ (12,8%), 2004 г. – 89,6 млрд м³ (14,0%). При этом Газпром обеспечивал газом внутренний российский рынок, страны СНГ и страны дальнего зарубежья. Независимые производители газа поставляли газ только на внутренний рынок и в страны ближнего зарубежья. Разрыв в уровне цен между российским рынком и рынками стран ближнего зарубежья составлял 2 раза, а между российским рынком и рынком Европы – 4–6 раз.

6.6.8. Независимые производители газа

Приведенные данные баланса газа на перспективу свидетельствуют об увеличении внутреннего спроса на газ и экспортных поставок, ограниченности возможностей Газпрома. В тоже время независимые производители газа имеют в наличии существенную сырьевую базу и при наличии соответствующих условий могли бы с лихвой покрыть возможный дефицит баланса газа при соблюдении следующих условий: обеспечение реального доступа к Единой газоснабжающей системе (ЕГС) на равных условиях с остальными участниками рынка при соблюдении равной ответственности за развитие ЕГС; оптимизация механизма ценообразования на транспортировку газа в ЕГС, т.е. обеспечение равных условий формирования тарифов; обеспечение равных возможностей по выбору покупателей газа.

Среди независимых производителей газа можно, в частности, назвать компанию Нортгаз, уже обеспечившую добычу 1 млрд м³ в год на Северо-Уренгойском месторождении. По проекту, разработанному институтом ТюменНИИгипрогаз, компания Нортгаз должна в 25-летний период добыть 63 млрд м³ газа, 6,2 млн т. газового конденсата и 2 млн т. ШФЛУ. За привлечение инвестиций в компании Нортгаз отвечает ее британский акционер Fasco Group, за технические разработки – Уренгойгазпром. Правда, в 2005 г. Нортгаз был поглощен Газпромом и вышел из состава независимых производителей.

Еще один независимый производитель газа – холдинг, образованный компаниями ИТЕРА и Новафининвест. Предполагается, что в холдинге сосредоточится разработка газовых запасов объемом порядка 1,5 трлн м³. Все они находятся на территории ЯНАО. Наиболее интересные месторождения, контролируемые холдингом, – Южно-Русское с извлекаемыми запасами газа 810 млрд м³. и Восточно-Таркосалинское (407 млрд м³. газа, 13,3 млн т. конденсата и 39,1 млн т. нефти). Вскоре Таркосалнефтегаз выйдет на проектную мощность 12 млрд м³/год.

По оценкам экспертов можно предположить, что независимые производители газа

через 8–10 лет смогут обеспечить 20–30% российской газодобычи. Газпром выражает готовность обеспечить доступ к трубе на 50–60 млрд м³ газа, но в то же время ведет работу по увеличению своего влияния над независимыми компаниями через увеличение своей доли в пакете их акций.

Действительно, возможности независимых производителей газа не маленькие. В-первых, они контролируют запасы, оцениваемые более чем в 10,5 трлн м³ газа. Потенциал независимых газопроизводителей оценивается также весьма внушительно (табл. 6.33).

Таблица 6.33

Потенциал добычи газа независимыми производителями (млрд м³/год)

Показатели	2004 г.	2010 г. (прогноз)
Всего добыча независимыми производителями	89,6	225
в т.ч. вертикально интегрированные нефтяные компании	42,6	128
из них: Роснефть	9,4	30
ЛУКОЙЛ	5,0	23
Сургутнефтегаз	14,3	22
ЮКОС (заявлено в 2004 г.)	3,4	40
ТНК-ВР (без учета Роспан'а и Ковыктинского месторождения)	6,8	10
Прочие	3,7	3
Независимые газовые компании	47,0	97
из них: НОВАТЭК	27,0	48
Нортгаз	5,1	10
Роспан	2,9	15
Итера	12,0	12
Прочие		12

Наиболее крупной из независимых газодобывающих компаний является НОВАТЭК. Кроме того, что эта компания добывает свыше 25 млрд м³ газа в год, она имеет завод по переработке газового конденсата и реализует сжиженные углеводородные газы, а также нефтехимическое предприятие в г. Новокуйбышевске. Компания хотела продать часть акций французскому Total AS, но эта сделка не получила разрешения со стороны правительства.

Отметим также, что на предприятиях независимых газодобывающих компаний производительность труда выше, чем на предприятиях Газпрома. В частности, годовая добыча на одного работающего в Нортгазе превышает 16 млн м³, НОВАТЭК – 10 млн м³, Газпроме – всего 1,7 млн м³. По показателю доходности совокупных активов независимые газодобывающие компании превосходят не только Газпром, но и многие ведущие нефтегазовые компании мира [365].

Значительно усилили внимание к своим газовым секторам нефтяные компании. В настоящее время добычу природного газа ведут Роснефть, ЛУКОЙЛ и ТНК. Что касается Сургутнефтегаза, то по масштабам добычи газа эта компания является первой, но это в основном не природный, а попутный нефтяной газ. Планы ЛУКОЙЛа – постепенно увеличивать добычу газа с тем, чтобы довести ее до 23 млрд м³. Компания ЮКОС приобрела значительную часть акций Саханефтегаз, основную часть акций которой имело правительство Якутии (45,8%) и АЛРОСА (19,2%). ЮКОС согласился стать партнером Саханефтегаз, выплатить за него «федеральную» часть бонуса за право разработки якутских газовых месторождений, прежде всего Талаканского, не препятствовать строительству Ленского НПЗ, если Правительство Саха-Якутии найдет для этого средства. Безусловно, ЮКОС хотел бы поставлять в Якутию нефтепродукты с Ангарского НПЗ, в случае если строительства завода не будет. Соглашение ЮКОСа и Саханефтегаз предусматривало передачу нефтяной компании 25% акций Саханефтегаз. Пока в распоряжении ЮКОСа находятся по 28,5% акций Якутскгазпрома и Ленанефтегаза. По прогнозам добыча газа компанией ЮКОС, сделанной компанией в 2004 г., может возрасти следующим образом (млрд м³): 2005 г. – 2,4; 2010 г. – 11,6; 2015 г. – 36,5; 2020 г. – 40,0. Эти данные сейчас подвергаются серьезным сомнениям.

В 1987 г. в Иркутской области было открыто Ковыктинское газоконденсатное месторождение. Для его освоения была создана компания Русия Петролеум.

Разведанные запасы газа (A+B+C₁) на начало 2002 г. составили 1,28 трлн м³ (A+B+C₁), а предварительно оцененные (C₂) – 0,6 трлн м³. Возможность добычи – 30 млрд м³/год. Спрос на газ для обеспечения предприятий Иркутской области (Иркутскэнерго, Саянскхимпром, Усольехимпром, и Ангарский НХК), а также для газификации в 2000 г. составил 2,5 млрд м³, а на 2005 г. оценивался в 6–7 млрд м³. Ввиду возможного избытка газа возникла идея экспорта газа в Китай. Было подписано соглашение Русия Петролеум и Китайской национальной нефтяной компанией о строительстве газопровода, поддержанное правительствами обеих стран. Назначен экспортный оператор от России – Газпром. Состав акционеров Русия Петролеум на 2002 г. был такой: ВР – 32,95%, ТНК – 29,02%, Интеррос – 25,71%, администрация Иркутской области – 11,66%, прочие – 0,66%. Как видно из анализа состава акционеров, ведущую роль в проекте играет транснациональная компания British Petroleum, которая использовала участие в этом проекте как элемент своей деятельности в России и аргумент при объединении с ТНК.

Однако согласно договору между администрацией Иркутской области и Газпромом по газификации Приангарья компания ТНК-ВР практически отстранена от участия в реализации Ковыктинского проекта. Одновременно Газпром выступил с инициативой заморозить проект до 2010 г. с тем, чтобы более тщательно обосновать схему комплексного использования ценных компонентов природного газа Ковыктинского и ряда других месторождений [366].

Однако перспективы развития для независимых производителей газа имеют на своем пути серьезные препятствия: низкие цены на газ, повышенные тарифы на прокачку, определенные барьеры в недропользовании, проблемы доступа к мощностям газотранспортной системы (ГТС), поглощение независимых компаний.

Фундаментальной причиной, по которой Газпром несколько сократил поставки газа на внутренний рынок, является проблема падения газодобычи на крупнейших месторождениях северных районов Тюменской области. Вклад независимых газодобывающих компаний должен возрастать, однако существующая система функционирования газового рынка содержит в себе ряд серьезных институциональных препятствий для развития компаний – независимых производителей газа. В основном, эти препятствия связаны с доминирующей (или исключительной) ролью Газпрома на газовом рынке [364].

В силу объективных причин независимые производители газа находятся в более худших условиях, чем Газпром. Во-первых, Газпром как вертикально интегрированная компания, имеет возможности возникающие убытки в одном звене покрывать за счет другого звена. Во-вторых, Газпром эксплуатирует наиболее рентабельные месторождения, а независимые газопроизводители разрабатывают месторождения с трудноизвлекаемыми запасами газа. В-третьих, Газпром устанавливает для своих организаций более низкие транспортные тарифы на прокачку, а иногда вообще лишает независимых газопроизводителей возможности выхода на свои транспортные мощности.

Действительно, имеются определенные барьеры в недропользовании. Это связано с тем, что при принятии решений в процессе одобрения государством проектов разработки месторождений, заметной является роль Газпрома. Столь же велика роль Газпрома (что вполне резонно, т.к. газовый концерн поставяет основную массу газа) при формировании ежегодных газовых балансов. Не отрегулирован вопрос участия независимых газовых компаний в финансировании мероприятий по расширению пропускной способности ГТС и соответствующего наделяния участвующих в инвестициях независимых газовых компаний правами на пользование улучшениями в ГТС, произведенными за счет инвестиций независимых газопроизводителей. Доступ к «трубе» независимым газовым компаниям юридически не ограничен, но фактически бывает затруднен из-за отсутствия публичной информации о степени загрузки отдельных участков ГТС.

Кроме этого жизнь независимых производителей осложнили поправки к налоговому кодексу, которые вступили в силу с 1.1.2004 г., согласно которым полностью отменен акциз

на природный газ, а взамен увеличена экспортная пошлина с 5% до 20%. Одновременно предусмотрена ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в размере 25%. При этом все типы газа сваливаются в одну корзину, будь то дешевый в производстве сеноманский или дорогой газ из глубоких газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей, и облагаются одинаково.

Этот момент очень важен, поскольку структура добываемого газа у Газпрома и независимых газовых компаний разная. Газпром добывает в основном газ сеноманских горизонтов, а у независимых компаний высок удельный вес газа, добываемого из валанжинских и ачимовских горизонтов.

По мнению самих независимых производителей газа, для исправления ситуации в качестве первоочередных мер необходимо:

- постепенно отказаться от государственного регулирования цен на газ независимых производителей. Тарифы Федеральной энергетической комиссии и региональных энергетических комиссий распространять только на продукцию и услуги Газпрома и его «дочек»;
- обеспечить на практике доступ независимых поставщиков к газотранспортной системе страны;
- определить порядок взимания дифференцированной ставки налога НДПИ в зависимости от структуры добываемого газа;
- освободить от налогообложения ту часть прибыли, которая получена от эксплуатации месторождений, находящихся в стадии затухающей добычи;
- передать функции по экспертизе проектов разработки газовых месторождений независимому экспертному сообществу;
- трансформировать Центральный производственно-диспетчерский департамент Газпрома, разрабатывающий и годовые газовые балансы, в ответственную структуру, юридически независимую от Газпрома.

Чтобы снизить зависимость от Газпрома компании – независимые производители газа – создают собственные предприятия по переработке газового конденсата. Ввиду того, что объем добычи газового конденсата в Ямало-Ненецком АО в ближайшие годы возрастет и Сургутский завод стабилизации конденсата не справится в возросшими объемами, компания Нортгаз ввела завод по переработке газового конденсата мощностью 0,8 млн т/год и стоимостью 80–100 млн долл., компания НОВАТЭК построила завод по переработке нестабильного газового конденсата, продукцией которого являются 1,1 млн т стабильного конденсата и 0,3 млн т сжиженных газов. Стоимость проекта НОВАТЭК – 150 млн долл.

6.6.9. Импорт газа из Центрально-Азиатских государств

Еще одним заметным игроком на российском газовом рынке могут стать Центрально-Азиатские страны (Туркменистан, Казахстан, Узбекистан), а также Азербайджан. Ряд специалистов считают, что если Россия не проведет в ближайшие годы реформу газового рынка, то на нем возникнет дефицит собственного газа, и придется превращаться в импортера и транзитера центральноазиатского газа. Опасаться центральноазиатской газовой экспансии следует по крайней мере по двум причинам: во-первых, потому что Ямал, Тимано-Печора и тем более арктический шельф и Восточносибирские газоносные провинции по уровню издержек на добычу по сравнению с аналогичными показателями для центральноазиатского газа, это примерно то же, что и соотношение затрат на добычу на Штокмановском месторождении в Баренцовом море и в Катаре на месторождении North fields; во-вторых, российские власти испытывают искушение преодолеть возможную нехватку газа в стране за счет импорта дешевого центральноазиатского газа.

Условия для принятия подобного рода решений есть. Иностранные инвесторы охотно участвуют в относительно некапиталоемких центральноазиатских проектах и планах модернизации газотранспортной системы САЦ (Средняя Азия – Центр). В Европе не делают разницы, какой газ поступает к ним из России – непосредственно российский или

транзитный казахстанский, азербайджанский или туркменский. В такой ситуации российские газовые проекты могут быть отодвинуты на более отдаленные сроки, что без сомнения скажется на энергетической безопасности России в перспективе.

Наибольшими перспективами для поставок газа в Россию обладает Казахстан. В Казахстане ожидается рост добычи нефти с 40 млн т. в 2001 г. до 60 млн т. в 2005 г. и до 90–100 млн т. в 2015 г. Соответственно вырастут ресурсы попутного нефтяного газа до 30 млрд м³ в 2005 г. и до 44–50 млрд м³ в 2015 г. Кроме этого надо отметить, что промышленные запасы природного газа в Казахстане составляют 1,8 трлн м³., а разведанные – 3 трлн м³.. Ожидается увеличение запасов газа в 1,5–2 раза за счет месторождений шельфа Каспийского моря. Согласно концепции развития Казахстана, спрос на газ в республике в 2005 г. составил 8 млрд м³., а добыча – 20,5 млрд м³. (избыток 12,5 млрд м³.); в 2010 г. спрос 11 млрд м³., добыча 35 млрд м³. (избыток 24 млрд м³.); в 2015 г. спрос 16 млрд м³., добыча 45–50 млрд м³. (избыток 29–34 млрд м³). Имеются сведения, что показатели добычи газа в Казахстане будут еще выше: 2010 г. – 53 млрд м³, 2015 г. – 80 млрд м³, 2020 г. – 84 млрд м³ [367].

Из предполагаемых газовых экспортных проектов Казахстана (Казахстан-Китай; Тенгиз-Туркменбаши-Баку-Тбилиси-Эрзерум); Центральная Азия – Пакистан-Индия; расширение САЦ и экспорт в Россию и транзитом через Россию в Европу, наиболее вероятным и осуществимым является последний. Уже сейчас газ Карачанакского газоконденсатного месторождения идет в Оренбург, а Россия совместно с Туркменистаном и Узбекистаном снабжает южную, наиболее густонаселенную часть Казахстана. Приоритетным для Казахстана является проект поставки 30 млрд м³ газа в Китай по маршруту Атырау – Актобе – Атасу – Алашанькоу (1 оч. – 10 млрд м³, 2009 г.; полная реализация – 30 млрд м³, 2012 г.).

При поставке газа в Россию по системе САЦ Казахстану придется конкурировать с Туркменистаном и Узбекистаном, т.к. Казахстан получает 500 млн долл. в год за транзит газа из этих стран по трубопроводам системы САЦ, Бухара-Урал, Макат – Северный Кавказ, Оренбург-Новопсков, СОЮЗ. Поставки казахстанского газа могут быть обеспечены без нарушения транзитных поставок путем расширения существующих газопроводов и создания дополнительных участков от месторождений Карачаганак и Кашаган. Возможно использовать также схемы замещения (свопы), а именно, поставки газа из Западного Казахстана в Россию, а российского – в южные регионы Казахстана. Между Россией и Казахстаном заключено соглашение о сотрудничестве в газовой сфере сроком на 10 лет (Газпром + Казмунай газ). Уже в 2002 г. Казахстан экспортирует в Россию 4 млрд м³, а к 2015 г. экспорт может возрасти до 30 млрд м³. Для этого предложено модернизировать систему САЦ, доведя ее производительность до 60 млрд м³.

Масштабное соглашение заключено между Россией и Туркменистаном. Оно определяет рост поставок туркменского газа в Россию с 4 млрд м³ в 2005 г. до 10 млрд м³ в 2006 г., 60 млрд м³ в 2007 г. и 70–80 млрд м³ после 2008 г. [355].

Таким образом, поставки среднеазиатского газа создадут конкуренцию как на внутреннем российском рынке, так и на экспортном европейском.

На российском газовом рынке возникает конкуренция в поставках газа: от Газпрома, от независимых газовых компаний и вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), а также транзитом из центральноазиатских республик и из Азербайджана.

Для выхода на рынок независимых газовых компаний и ВИНК необходимо два условия: повышения цен на газ (иначе для них подобные поставки станут убыточными) и недискриминационный доступ к газотранспортной системе Газпрома. Предоставление своей газотранспортной системы для других компаний – это болезненный вопрос для Газпрома. Концерн волнуют намерения независимых компаний из-за малой эффективности продаж на внутреннем рынке проникнуть на европейский рынок, составив тем самым конкуренцию поставкам газа Газпрома в Европу. Однако постепенно руководство Газпрома смягчает свои позиции в отношении взаимодействия с независимыми компаниями. Для обеспечения устойчивого функционирования единой газотранспортной системы страны (ЕГС) Газпром

считает возможным допуск к «трубе» независимых поставщиков газа в размере 40–50 млрд м³. газа. Пропускная способность газотранспортной системы 600 млрд м³., концерн прокачивает не более 530 млрд м³. С учетом амортизации ЕГС «резерв» составит именно 40–50 млрд м³ ежегодно.

Более того, Газпром, признавая, как трудно для него принять это решение, готов предоставить независимым производителям газа примерно 190 незадействованных месторождений с запасами около 900 млрд м³. со всей сопутствующей геологической документацией с той целью, чтобы независимые компании включились в программу газификации российских регионов.

Согласно энергетической стратегии России, потребность РФ в газе к 2020 г. составит 700 млрд м³ включая потребности экспорта. Газпром по его же собственным оптимистическим прогнозам сможет добывать не более 600 млрд м³. Поэтому первейшим условием для бесперебойной работы ЕГС является предоставление независимым поставщикам равных с Газпромом условий выхода на рынки с гарантированным платежеспособным спросом, внутри страны по действующей системе ценообразования, либо Газпрому по средневзвешенной цене с учетом как цен российского рынка, так и экспортных цен, а также на экспортные рынки. Опасность, что российские независимые газопроизводители будут конкурировать на европейском рынке газа с Газпромом, преувеличена. Во-первых, потому что основные российские поставки законтрактованы Газпромом. По-видимому, еще достаточно долгое время долгосрочные контракты будут играть существенную роль, несмотря на политику либерализации европейского газового рынка. А, во-вторых, если даже будет получено согласие «пустить в трубу» 40–50 млрд м³. газа от независимых производителей, в Европу попадут 15–20 млрд м³., что составит незначительную часть российского экспорта газа.

6.6.10. Проблема использования ценных компонентов природного газа

В настоящее время удельный вес потребления природного газа в химической промышленности не высок (не превышает 3% суммарного потребления газа и ограничивается переработкой газа в аммиак, метанол, синтез-газ и ряд других продуктов). В то же время потенциальные возможности природного газа для получения химической продукции весьма велики. Это подтверждается опытом развития отраслей, базирующихся на продуктах переработки природного газа и газового конденсата, в США и Канаде.

Многолетний опыт США, имеющих аналогичные по масштабам с Россией мощности газодобывающих предприятий, показал высокую технологичность и экономичность базирования химической промышленности на легких промысловых углеводородах (этано, пропано, бутано). В 50–80-е годы в США господствовала «эра этана», когда большинство этиленовых установок перерабатывали этан и пропан, извлекаемые из природного газа. Практически все крупные нефтегазовые компании США и Канады осуществили вертикальную интеграцию, т.е. применили последовательную цепочку технологий переработки природного газа, извлечения этана и пропана, пиролиза легких углеводородов, производства химических продуктов и синтетических полимеров на базе газового сырья.

В настоящее время такой путь повторяют некоторые развивающиеся страны регионов Юго-Восточной Азии, Ближнего и Среднего Востока, Северной Африки, отдельные страны Латинской Америки. Газохимические сектора уже давно сформировались в структуре крупнейших нефтегазовых компаний мира, которые кроме развития собственных газохимических производств, совместно с правительствами и национальными компаниями развивающихся стран вкладывают средства в сооружение там газохимических комплексов.

В России этим опытом пренебрегли, и ресурсы газового сырья для нужд химической промышленности используются недостаточно.

На действующих предприятиях Газпром'а (Оренбургский ГПЗ, Астраханский ГХК, Сосногорский ГПЗ, Сургутский завод по производству моторных топлив) суммарное производство сырья для химической промышленности составило в 2000 г. 300 тыс.т этана,

1860 тыс.т сжиженного пропана и бутана, 162 тыс.т ШФЛУ и 71 тыс.т пентанов, что можно оценить как более чем скромное. Строительство Ново-Уренгойского газохимического комплекса, на котором из газа, получаемого при деэтанзации газового конденсата, намечено получать этан, этилен и полиэтилен, затягивается в немалой степени из-за трудностей строительства в выбранном пункте размещения предприятия (ни в одной стране мира не строили заводы по производству полиэтилена в столь северных широтах).

Химические производства на базе легких углеводородов получили развитие в результате деятельности контролируемой Газпром'ом Сибирско-Уральской нефтегазохимической компании (СИБУР). Однако следует напомнить, что существенную часть сырьевой базы этой компании составляют попутные нефтяные газы, ресурсы которых относительно невелики. Ресурсы попутного нефтяного газа находятся под контролем нефтяных компаний. Проблему их рационального использования затрудняет неурегулированность цен на это сырье. Нефтяные компании наметили программы развития добычи и переработки газа. Этим будут заниматься их собственные «газовые сектора».

Газпром располагает колоссальными ресурсами этансодержащего природного газа. Валанжинские горизонты месторождений северных районов Тюменской области обеспечивают добычу порядка 30 млрд м³. этансодержащего природного газа. При интенсификации добычи газа в Надым-Пур-Тазовском регионе и подсоединении месторождений п-ва Ямал ресурсы этансодержащего природного газа могут быть увеличены еще на 30 млрд м³.

Создание газохимических комплексов (ГХК) на базе этансодержащего природного газа обусловлено рядом благоприятных факторов: экономических (надежность сырьевой базы, емкость рынков газохимической продукции, конкурентоспособность газохимической продукции при внутреннем потреблении и экспорте); экологических (мало- и безотходное производство); энергетических (энергоэкономичность).

В начале 90-х годов инициативной группой ученых и специалистов была выдвинута идея рационального использования этансодержащего газа и разработана концепция создания газохимических комплексов на базе переработки этансодержащего природного газа месторождений северных районов Тюменской области, получившая название проект «Северный маршрут». При разработке концепции проекта авторы руководствовались следующими соображениями:

- необходимостью утилизации ценных углеводородов природного газа валанжинских горизонтов из месторождений северных районов Тюменской области;
- возможностью использования одной из ниток действующей системы газопроводов Уренгой – Надым – Пунга – Грязовец – Ленинградская область для автономной транспортировки этансодержащего газа;
- возможностью за счет рационального использования безвозвратно теряемых для химической переработки ресурсов углеводородов существенно увеличить производство пластмасс и других химических продуктов для насыщения внутреннего рынка России и для экспорта;
- необходимостью приближения ресурсов сырья к районам потребления продукции его переработки;
- возможностью придать динамичный характер развитию экономики северозападных районов Российской Федерации, используя имеющийся там научный, технический, строительный потенциал, уже созданную инфраструктуру;
- возможностью создания дополнительных рабочих мест;
- благоприятными показателями экономической эффективности проекта «Северный маршрут».

Концепция проекта «Северный маршрут» получила в 1993 г. поддержку Минтопэнерго РФ. В 1994 г. было выполнено ТЭО по проекту «Северный маршрут» и проведена презентация проекта в Париже (декабрь 1994 г.). Начиная с первых разработок по проекту «Северный маршрут» все материалы поступали в Газпром. С участием специалистов

Газпром'а были уточнены ресурсы этансодержащего газа и разработана схема его автономной транспортировки по отдельной нитке газотранспортной системы Уренгой – Надым – Пунга – Ухта – Грязовец – Череповец. В соответствии с концепцией предлагалось по «ходу трубы» создать несколько компактных газохимических комплексов. Позднее Газпром совместно с американской нефтяной компанией Сопосо и немецким химическим концерном BASF в 1996 г. разработали свою концепцию переработки этансодержащего газа, суть которой заключалась в создании крупного комплекса по фракционированию газа с получением фракции углеводородов C_{2+} и транспортировки основной части этой фракции на экспорт. В 1997 г. по заданию Газпром'а ВНИИГАЗ подготовил отчет на тему «Оценка эффективности реализации проекта «Северный маршрут» с включением нефтегазохимического производства и детальной проработкой схем обеспечения сырьем». В 2000 г. ООО «НИИГазэкономика» по заданию Газпрома выполнило работу «Технико-экономический анализ эффективности участия Газпром'а в проекте «ТрансВалГаз» (так стал именоваться проект «Северный маршрут»).

Несмотря на достаточно детальную проработку проблемы эффективного использования ценных углеводородов этансодержащего природного газа, результаты совместно ведущейся «Газпромом» и Сопосо деятельности по модернизации газотранспортной системы, включая выделение автономной нитки для транспортировки этансодержащего газа, работы по созданию российских газохимических комплексов практически прекратились.

Нынешняя ценовая ситуация в российской химической промышленности такова, что многие виды продукции стали неконкурентоспособными (цены на них на внутреннем рынке превысили мировые); в значительной мере это объясняется ростом цен на энергоресурсы и нефтяное сырье, низкой степенью использования мощностей. Переход на газовое сырье может сделать конкурентоспособными как на внутреннем, так и на мировом рынке значительное число видов продукции химического комплекса.

Эффективность газохимических комплексов может существенно возрасти в случае, если Газпром будет выступать не только в качестве поставщика этансодержащего газа по оптовым ценам, но и крупного акционера при организации газохимических комплексов. В случае гарантированных поставок газа полимеры, нефтехимикаты и сжиженные газы, получаемые на ГХК, становятся эффективными на рынках СНГ, стран Центральной и Восточной Европы, могут успешно конкурировать с продукцией крупнейших мировых фирм в странах Средиземноморья и Северо-Западной Европы.

Учитывая то обстоятельство, что ценность химической продукции в разы превосходит ценность природного газа и фракции углеводородов C_{2+} , организация ГХК в России может стать одним из эффективных и приоритетных направлений в деятельности ОАО «Газпром». Мировая практика показала, что наиболее высокую доходность от реализации химической продукции имеют компании, располагающие собственными сырьевыми ресурсами.

Преимущества развития «газохимического крыла» в деятельности газовой компании проявляются в том, что существенно повышается товарность выпускаемой ею продукции за счет углубления вертикальной интеграции компании.

Газпром, благодаря развитию в своем составе газохимических производств, может войти в качестве одного из главных действующих лиц на возрождающийся российский рынок химической продукции. Для Газпром'а появляется возможность за счет доходов от выпуска конкурентоспособной и высокоэффективной продукции газохимии улучшить финансовые показатели, увеличить степень ее адаптации к изменениям рыночной конъюнктуры, особенно в случае изменения ситуации на рынке основной продукции (природного газа).

Наиболее благоприятным пунктом для размещения стартового газохимического комплекса в составе проекта «Северный маршрут» является г. Череповец Вологодской области, расположенный на стыке железнодорожных, речных, автомобильных и газовых магистралей. Здесь имеется свободная площадка Череповецкого АО «Азот». Согласие местных властей по использованию этой площадки для строительства газохимического

комплекса имеется. Возможна кооперация создаваемого здесь газохимического комплекса с производственной инфраструктурой Череповецкого АО «Азот». При строительстве могут быть использованы незагруженные мощности местных строительного-монтажных организаций. Областная администрация поддерживает идею создания в г. Череповце газохимического комплекса.

Планы создания газохимического комплекса имеет компания ЛУКОЙЛ, которая проводит активную политику развития своего газового подразделения. Базой для этого могут быть ресурсы этана с разрабатываемых ЛУКОЙЛ'ом газовых месторождений на шельфовых месторождениях Северного Каспия [368].

Еще более перспективным представляется комплексное использование ценных компонентов природного газа Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Иркутская область) и Чаадинского месторождения (Республика Саха-Якутия). Уникальность этих месторождений не только в их запасах, но и в составе газа. В газе этих месторождений содержится не менее 60% всех запасов гелия на территории России [360]. Гелий – источник энергии будущего. Он определяет развитие многих ключевых отраслей современного хозяйства, экономический, интеллектуальный и военный потенциал любой страны, в т.ч. авиаракетно-космической, электронной, атомной промышленности, медицины, фундаментальных и прикладных наук. В целом гелий может рассматриваться в качестве стратегического товара. Сейчас в мире сложился относительный баланс производства и добычи гелия: общемировое производство гелия (порядка 150 млн м³ в 2004 г.) удовлетворяет спрос, сосредоточенный в основном в США (60% мирового спроса), западноевропейских стран (22%), странах АТР (15%). Согласно прогнозам РАН, спрос на гелий будет расти темпом 4–6% в год, в результате чего к 2030 г. его суммарное потребление может достигнуть 225–300 млн м³. Растущий спрос на гелий в мире предполагается удовлетворять за счет разработки месторождений газа, содержащего этот элемент, в частности, при реализации проектов сжижения природного газа, но тем не менее эксперты оценивают возможный дефицит гелия к 2030 г. в объеме 160–170 млн м³. В этой связи уникальные запасы гелия в газе ряда месторождений Восточной Сибири могут сделать Россию в перспективе мировым источником гелия.

В России имеется опыт производства, использования и хранения гелия, но он ограничивается относительно небольшими объемами этого элемента. Производство гелия из газа месторождений Восточной Сибири и Республики Саха-Якутия и, особенно, хранение значительных объемов гелия представляет собой сложную и пока еще нерешенную технологическую проблему.

Не следует забывать также, что помимо гелия в газе упомянутых месторождений содержится этан, пропан, бутаны, которые естественным образом будут выделяться при использовании технологического процесса выделения гелия. Выделение этих углеводородов создаст предпосылки для развития газохимии. Прежде всего, можно будет полностью ликвидировать дефицит сырья для действующих этиленовых установок в Ангарске и Саянске, а также иметь возможности и дальше развивать газохимические производства в этом регионе. По сути дела, именно необходимостью комплексного использования ценных компонентов природного газа вызвало отсрочку в разработке месторождений, ибо осуществление такой разработки без полного извлечения и хранения гелия противоречило бы долгосрочным интересам государства.

6.6.11. Реформа газовой отрасли

Дальнейшее развитие Газпрома и, если более широко смотреть, газового рынка России требует проведения реформ. По-видимому, отпала необходимость крайних вариантов: радикального с расчленением Газпрома и выделением из него транспортной системы с тем, чтобы Газпром наряду с независимыми производителями присутствовал лишь как производитель газа и его конкуренция с другими производителями приводила бы к снижению цены на газ; эволюционного – без каких-либо преобразований Газпрома,

работающего как целостная система, а с постепенным переходом к рынку газа путем расширения на нем доли независимых газопроизводителей.

Окончательного ответа на этот вопрос долго не было, имелись лишь компромиссные решения. Главная идея компромиссного решения – комплексное поэтапное реформирование газовой отрасли с учетом мнений всех заинтересованных лиц (производителей, потребителей, государства).

Очевидно, что, по крайней мере, в ближайшее пятилетие регулируемые цены и тарифы останутся основой системы газоснабжения. Но в рамках регулируемого рынка газа имеется значительный потенциал повышения эффективности. Для его реализации потребуются формирование новой нормативной базы. Оптовую цену газа необходимо сопроводить системой скидок/надбавок, то есть ввести двуставочные тарифы по транспортировке газа, надбавки за неравномерность потребления, за повышенные требования по надежности поставок газа. Необходимо также создать механизм поэтапной ликвидации регионального перекрестного субсидирования по схеме «север–юг».

Пока газ по-прежнему остается самым дешевым видом топлива в стране, и затраты газодобытчиков едва покрываются даже несмотря на почти 100%-ную оплату потребителями.

Взгляды на различные пути развития газовой отрасли рассмотрены в следующих работах [369]:

- доклад о структурных преобразованиях в добыче и транспортировке газа, подготовленный Министерством экономического развития и торговли (МЭРТ);
- проект Концепции развития рынка газа, подготовленный Газпромом;
- проект Концепции реформирования газовой отрасли, подготовленный Союзом независимых производителей газа (Союзгаз);
- проект Концепции реформирования газовой отрасли и развития рынка газа, подготовленный Российским союзом промышленников и предпринимателей (РСПП).

Суть проблемы состоит в том, чтобы определить такую модель отделения естественно-монопольных видов деятельности от потенциально конкурентных, которая обеспечивая недискриминационный доступ третьих лиц к монопольным услугам, способствовала бы повышению эффективности и надежности отрасли в целом.

Подходы отличаются методами структурных преобразований газовой отрасли, в т.ч. жесткими преобразованиями сфер деятельности и даже изменением собственника на газотранспортные активы, и более мягкими (разъединение финансовой отчетности, повышение прозрачности финансово-хозяйственной деятельности, поэтапный переход к эффективному внутреннему рынку газа).

Среди приоритетов дальнейшего развития рынка газа – восстановление конкуренции между различными видами топлива и выведение цены газа на уровень, при котором внутренний рынок газа приобретает реальную доходность.

Минэкономразвития РФ предлагает перейти от регулирования цен на газ к планированию единого тарифа на транспортировку газа, рассчитав при этом истинную стоимость транспортировки по различным маршрутам. Вариант Минэкономразвития предполагает выделение системы газоснабжения в единую газотранспортную компанию. Минэкономразвития полагает, что оценка спроса на газ неотрывна от уровня цен на газ, поэтому прогнозирование развития газовой промышленности должно исходить из оценки возможностей потребительского спроса, а не из показателей, отражающих желание компаний вести добычу при том или ином уровне цен на газ. Для прогнозирования спроса Минэкономразвития сделало попытку оценить эластичность спроса на газ в зависимости от цен на газ, однако смогли определить показатели эластичности лишь в тех случаях, когда изменения цен не превышали 50% [370].

Минэкономразвития предлагает несколько вариантов либерализации цен на газ: радикальный – одномоментная либерализация цен на газ с сохранением регулирования в секторе потребления домохозяйств и жилищно-коммунального хозяйства; путь последовательного (поэтапного) роста цен на газ (соглашаясь с предложениями Газпрома о

выборе такой модели либерализации); смешанный – путь посекторной либерализации газового рынка.

Как путь реформирования газового сектора и постепенного создания газового рынка предлагается создание двухсекторной модели рынка.

Двухсекторная модель предполагает, что на определенном этапе один сектор будет функционировать с регулируемыми ценами (для населения, бюджетных организаций, производителей тепла и электроэнергии), другой – со свободными (для остальных потребителей). Переход к такой структуре предлагается осуществить в три этапа.

На первом этапе цены, в приемлемом темпе и режиме, будут индексироваться. По мере роста стоимости газа естественно ожидать, под влиянием рыночных механизмов, постепенного снижения цен на мазут. Одновременно увеличение стоимости газа стимулирует конкурентоспособность угля. Таким образом ликвидируются перекосы в ценовой системе на различные виды топлива и постепенно восстанавливается их естественный баланс.

На этом же этапе экспортно-ориентированным предприятиям, а также новым промышленным потребителям, которые только выходят на рынок, газ поставляется по свободным ценам. По свободным же ценам поставляется и импортный газ, объемы которого, в основном из Туркмении и Казахстана, будут увеличиваться.

На втором этапе предполагается полный вывод промышленности из регулируемого сектора, в котором останутся только население и бюджетные организации. Роль государства на этом этапе будет сведена к регулированию тарифов на транспортировку газа.

На третьем этапе при расширенном присутствии на рынке независимых производителей газа и возможности выбора поставщиков государственное регулирование цен сохраняется только для населения (и транспортных тарифов).

На регулируемом секторе Газпром поставляет газ бюджетным организациям по оптовой цене, регулируемой Федеральной энергетической комиссией (ФЭК). В перспективе это будет оптовая цена плюс транспортный тариф. Далее через систему Межрегионгаза газ поступает крупным потребителям, а также в региональные сбытовые газовые организации по оптовым ценам ФЭК плюс абонентская плата Межрегионгаза. В свою очередь региональные газовые компании отпускают газ потребителям по оптовой цене ФЭК плюс абонентская плата Межрегионгаза плюс тариф газовых региональных организаций. Розничные покупатели приобретают газ по фиксированной цене для населения.

Нерегулируемый сектор имеет в качестве участников Газпром, независимых производителей и импортный газ, а также конечных потребителей (государственные или частные компании, готовые приобретать газ по свободным ценам). Торговля осуществляется на газовой бирже с участием Администратора торговой системы (АТС). Торговля осуществляется по свободным ценам плюс абонентская плата АТС. Закупки осуществляют аккредитованные АТС торговые агенты, которые далее продают газ региональным газовым компаниям, добавляя к цене сбытовую надбавку и тариф газораспределительных организаций.

В более общем виде этапы проведения реформы газового сектора России представлены на рис. 25. Многие эксперты полагают, что модель посекторной либерализации газового рынка несет в себе сильную печать субъективизма.

Хотя подобные планы и существуют, однако представляется, что они вряд ли окажутся жизнеспособными, поскольку монополия и свободный рынок несовместимы. По-видимому, со временем из системы Газпрома будет выделена газотранспортная система, будет создан единый (а не двухсекторный) рынок газа и государство оставит за собой монополию на экспорт газа. Однако пока Газпром пытается реализовать свою модель реформирования, считая, что реструктуризация компании разрушит ее вертикально-интегрированную структуру и подорвет газовый стержень всей экономики. Взамен этого Газпром возлагает надежду на создание газовой биржи, развитие газового рынка, избавление компании от непрофильных активов и повышение прозрачности компании.

І Этап.

- Создание финансово-экономических условий для стабилизации добычи ОАО «Газпром»
- Увеличение объемов газа, поставляемых на рынок независимыми производителями
- Организуется конкурентный сектор рынка и оптовая биржевая торговля

ІІ Этап.

- Расширение конкурентного рынка, но с сохранением регулируемых цен для части коммерческих потребителей, населения и организаций, финансируемых из бюджета
- Вводятся единые тарифы на транспортировку газа, регулируемые государством
- Законодательное закрепление функционирования конкурентного рынка газа

ІІІ Этап.

- – Сохранение регулируемых цен только для населения
- – Сохранение регулирования тарифов на услуги по транспортировке газа
- – Полностью сформирована рыночная инфраструктура

Рис.25. Этапы проведения реформы газовой отрасли России

6.7. Сырьевая база российского нефтегазового комплекса

Изменения сырьевой базы подчиняется естественным природным закономерностям, связанным с конечностью невозобновляемых запасов минерального сырья (в нашем случае нефти и газа).

В настоящее время в сырьевой базе нефтяной отрасли налицо признаки поздней стадии разработки основных нефтегазовых месторождений. Продолжением «молодости» для нефтегазоносных провинций может стать открытие нового структурного этажа нефтегазоносности, а для страны в целом – открытие новых богатых провинций. Однако достаточно высокая степень геологических исследований говорит о том, что имеющиеся и потенциальные этажи нефтегазоносности ни в какой степени не сравнимы по продуктивности с основными юрско-меловыми отложениями. Новые провинции (Тимано-Печорская, Восточно-Сибирская и Прикаспийская) ни по объему запасов, ни по условиям добычи не могут фундаментально переломить ситуацию. Месторождения, открытые на арктическом шельфе, находятся в таких природно-климатических условиях и так слабо освоены, что издержки добычи будут высокими.

Проблемы, с которыми столкнется российский нефтегазовый комплекс (НГК) в ближайшей перспективе:

- 1) дефицит инвестиций, особенно острый в условиях прогрессирующего старения и высокой изношенности основных фондов, приводящих к некомпенсируемому выбытию мощностей. Инвестиционный климат пока остается недостаточно благоприятным как для российских, так и для иностранных инвесторов, однако, несмотря на отсутствие государственной поддержки, крупные компании все же постепенно увеличивают капиталовложения в реконструкцию и модернизацию, а также осуществляют новое строительство. Отсутствие стимулов к инвестированию сохраняет высокими издержки в НГК и обуславливает слабую восприимчивость к научно-техническому прогрессу;
- 2) ухудшение процессов воспроизводства минерально-сырьевой базы, вызванное сокращением объема геолого-разведочных работ на фоне перехода крупнейших нефтяных и газовых месторождений на поздние стадии естественной динамики. Негативное воздействие оказывает отсутствие экономических стимулов к наращиванию ресурсного потенциала разрабатываемых месторождений за счет продления периода их рентабельной эксплуатации и увеличения нефтеотдачи. Отрицательно сказывается и несовершенство законодательной базы, допускающей нерациональное использование выданных лицензий. В частности, нефтедобывающая отрасль столкнулась с такими проблемами, как: ухудшение качества запасов, неполное выполнение лицензионных и проектных решений, выборочная отработка залежей, снижение коэффициента извлечения нефти, наличие большого числа простаивающих скважин, несоответствие применяемой технологии структуре запасов ухудшенного качества, прогрессивное вытеснение отечественных технологий западными;

- 3) сложившиеся ценовые диспропорции, порожденные неправильной политикой ценообразования в предыдущие периоды. Диспропорции сложились как между взаимозаменяемыми энергоносителями (мазут, природный и попутный газ, уголь), так и между энергоносителями и другими товарами (например, между ценой дизтоплива и зерна, природного газа и минеральных удобрений и т.п.).
- 4) отсутствие дифференцированного подхода при установлении налоговой нагрузки для вновь введенных месторождений и для старых месторождений с падающей добычей, нефтегазовых месторождений с особо тяжелыми геолого-экономическими условиями добычи;
- 5) недостаточно диверсифицированная институциональная структура НГК и низкая эффективность государственного регулирования деятельности комплекса.

В мировой практике считается, что объем прироста запасов должен в 2 раза превосходить объем ежегодной добычи.

В России начиная с 1993 г. включительно ситуация с воспроизводством сырьевой базы стала ухудшаться: на протяжении ряда лет резко снижались объемы геологоразведочных работ (ГРР), соответственно, сокращалось количество открытий новых месторождений.

Отметим, что до 1992 г. объемы воспроизводства нефти и газа превышали добычу этих полезных ископаемых. Практически именно за счет советских вложений в геологию был создан задел для развития нефтегазового комплекса современной России.

В 2002–2005 гг. наметилась положительная тенденция, которую можно и нужно будет закрепить: в 2005 г. была достигнута компенсация добычи углеводородного сырья приростом запасов. Это произошло по трем причинам. Во-первых, был ужесточен контроль над выполнением условий недропользования со стороны Министерства природных ресурсов (МПР) России, включая инвентаризацию лицензий и контроль оговоренных в лицензионных соглашениях объемов поисковых работ за счет собственных средств пользователей недр. Во-вторых, завершилось разведочное бурение, начатое еще в 2000–2001 гг. за счет отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и оставленное после отмены налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) в распоряжение компаний. В-третьих, немаловажную роль сыграли высокие мировые цены на нефть, позволившие компаниям инвестировать в геологоразведку значительные собственные средства.

Для гарантированной устойчивой компенсации добычи запасами специалисты министерства предлагают комплекс мер, касающихся как нераспределенного, так и распределенного фонда недр.

В нераспределенном фонде недр необходимо обеспечить предлицензионную подготовку новых участков к аукционам с целью оценки нефтегазового ресурсного потенциала пока еще слабоизученных отдаленных районов страны и новых нефтегазоносных горизонтов в изученных добывающих районах. Для этого за счет средств федерального бюджета необходимо провести региональные геофизические работы: бурение параметрических, поисковых и оценочных скважин. При этом необходимо расширить практику выдачи лицензий на геологическое изучение недр на условиях риска как за счет крупных компаний, так и малых и средних предприятий, ввести прозрачную процедуру бесконкурсного предоставления права пользования недрами для геологического изучения на условиях риска в случае только одного заявителя.

При такой системе часть затрат федерального бюджета будет ежегодно возвращаться в виде бонусов от аукционов и конкурсов на право пользования недрами, а часть – за счет налога на добычу углеводородов новых месторождений.

В распределенном фонде недр необходимо ужесточить контроль за выполнением условий лицензионных соглашений, ввести в практику безусловный автоматический возврат государству лицензий в случаях невыполнения условий пользования недрами. Теоретически это звучит верно, но на практике имеет место неравнозначный подход к недропользователям.

Эксперты считают, что перспективы совершенствования методов разработки нефтегазовых месторождений заключаются в следующем [370]:

- организовать текущий анализ и мониторинг сырьевой базы нефтегазового комплекса;
- проводить обобщение результатов разработки нефтегазовых месторождений;
- осуществлять текущий государственный контроль за эксплуатацией недр;
- сформировать государственные программы, нацеленные на увеличение отдачи недр;
- интенсифицировать разработку и применение инновационных технологий в области повышения отдачи пластов и рационализации процессов разработки залежей.

Перечисленные проблемы касаются интенсификации работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы и усилению государственного контроля за разработкой месторождений.

Большим вопросом остается проблема модернизации существующей законодательной базы. В проекте нового закона «О недрах», внесенного в Государственную Думу РФ для обсуждения, введены новации, суть которых в следующем [371]:

- сейчас собственность на недра является государственной, а предлагается считать, что собственность на недра является федеральной; предусматривается полный отказ от проведения конкурсов и их замена исключительно на аукционный принцип распределения участков недр;
- предусматривается полностью перейти от лицензионной формы пользования недрами на гражданско-правовую форму;
- предусматривается перейти от разрешительной формы оборота прав на оборот прав, ограниченный лишь условиями аукциона;
- по-новому сформулирован пункт о возможности прекращения государством права пользования недрами;
- вводится четкий перечень случаев, при наступлении которых право пользования недрами может быть досрочно прекращено в судебном порядке.

Анализ состояния минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса был бы неполным без более подробного рассмотрения потенциальных ресурсов российского нефтегазового комплекса.

Недра Западной Сибири. К настоящему времени на долю Западной Сибири приходится 50% от накопленной добычи нефти и 80% – газа. По итогам 2005 г. доля Западной Сибири в российской добыче нефти превысила 69%, в добыче газа – 94%. Более чем 30-летняя история освоения нефти и газа Западной Сибири демонстрирует уникальность ресурсного потенциала этого региона.

По оценке экспертов Сибирского научно-аналитического центра, Западная Сибирь не только не исчерпала своих возможностей, но и в достаточно длительной перспективе останется ядром нефтегазодобывающей промышленности России.

Во-первых, доля Западной Сибири в текущих разведанных запасах углеводородов России составляет 70% по нефти, более 75% по газу и почти 65% по газовому конденсату. Во-вторых, оценка перспективных и прогнозных ресурсов Западной Сибири превышает текущие запасы природного газа почти в 2 раза, жидких углеводородов – в 3,5 раза.

Кроме того, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах региона создана мощная производственная и транспортная инфраструктура, обеспечивающая добычу и поставки нефти и газа потребителям внутри страны и за рубежом.

При наличии огромных ресурсов углеводородов в Западной Сибири имеются и проблемы. Особенно остро стоит проблема для газовой отрасли Западной Сибири. Дороговизна ямальской программы, истощение крупнейших месторождений – Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, выход добычи на более глубокие горизонты с запасами «жирного» газа, а следовательно, необходимость затрат на доведение его до нормы. Затраты потребуются также на модернизацию той самой «мощной инфраструктуры», созданной в основном в 1970–1980-е годы, на новую инфраструктуру для добычи и транспортировки газа Ямала, на повышение нефте- и газоотдачи пластов действующих месторождений.

Принципиальной проблемой газовой отрасли уже в ближайшие годы станет ситуация с

остаточным низконапорным газом вырабатываемых месторождений. При этом в категорию низконапорного попадает 15–20% извлекаемых запасов природного газа.

По данным специалистов ВНИИГАЗ, структура современных разведанных запасов газа с точки зрения обоснования, добывающих возможностей представлена следующим образом: высокоэффективные запасы газа Надым-Пур-Тазовского региона в Западной Сибири – 22,5%, глубокозалегающие горизонты – 16,1%, запасы низконапорного газа – 16,9%, запасы сероводородсодержащего газа – 8,7%, запасы газа, удаленные от районов с развитой инфраструктурой более чем на 500 км, – 35,8%.

Недра Восточной Сибири. Суммарные извлекаемые ресурсы нефти и газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) оцениваются в 62,3 млрд т нефтяного эквивалента (НЭ), из которых 55,8 млрд т НЭ относятся к перспективным. Эти ресурсы углеводородов слагаются из 10,6 млрд т нефти, 0,9 трлн м³ попутного газа, 41,9 трлн м³ свободного газа и 2,4 млрд т конденсата.

Эксперты Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья отмечают ряд «благоприятных особенностей» распространения углеводородов Восточной Сибири, важнейшей из которых является концентрация запасов нефти и газа в нескольких очень крупных месторождениях: Юрубчено-Тахомской зоне, Верхнечонском, Ковыктинском и Чаяндинском.

Реальная добыча в объеме 15 млн тонн в год ведется пока только в Томской области, и в дальнейшем планируется ее наращивание. Доказанные запасы нефти здесь составляют 258 млн тонн, дополнительный поисковый потенциал – 200 млн тонн.

Ресурсный потенциал Красноярского края и Эвенкии – 170 млн тонн нефти и 1,4 трлн м³ газа (доказанные плюс вероятные запасы). Начало добычи нефти планируется на 2006 г., пик в объеме 13 млн тонн в год – начиная с 2010 г.

Республика Саха-Якутия и Иркутская область – наиболее высокзатратные регионы из-за удаленности и сложности геолого-технологических условий разработки. Но здесь же сконцентрированы и самые крупные доказанные запасы – 380 млн тонн нефти и 2,5 трлн м³ газа. Кроме того, дополнительные потенциальные запасы оцениваются более чем в 1 млрд тонн. В целом по Восточной Сибири потенциальные запасы нефти составляют 2,3 млрд тонн, доказанные – 431 млн тонн (не включая Томскую область). Уже отмечалось, что газ ряда восточносибирских месторождений имеет повышенное содержание гелия.

Прогнозные месторождения в Восточной Сибири более древние, чем те, которые разрабатываются в Западной Сибири. Поэтому придется бурить на глубину не 3–4 км, а 5–7 км. Каковы запасы этих месторождений, пока сказать точно нельзя. По прогнозам они могут достигать миллиардов тонн нефти и триллионов кубических метров газа [372].

Подводные богатства. Начальные суммарные ресурсы нефти и газа по сегодняшним оценкам составляют 130–136 млрд т.у.т или около 100 млрд тонн извлекаемых запасов, распределенных в 16 крупных морских нефтегазоносных провинциях и бассейнах континентального шельфа и глубоководной зоны. Из них 15,8 млрд т составляют ресурсы нефти и конденсата, и более 82 трлн м³ – природного газа. В то же время разведанность начальных суммарных ресурсов российского шельфа невелика и в большинстве районов не превышает 9–12%.

Анализ распределения начальных суммарных ресурсов по акваториям показывает, что их наибольшая доля – около 66,5% – приходится на моря Западной Арктики (Баренцево, Печорское, Карское). Запасы углеводородов Арктического региона оцениваются в 100 млрд т [392]. Следующие в распределении суммарных ресурсов – Охотское, Восточно-Сибирское, Каспийское и остальные моря.

Освоение этого потенциала способно сыграть заметную стабилизирующую роль в динамике добычи нефти и газа, смягчая или нивелируя возможный спад ее уровней, который прогнозируется рядом экспертов за счет истощения континентальных месторождений в период 2010–2020 гг.

Уже открыты крупные месторождения и имеются солидные перспективные ресурсы.

Среди них Печоро-Баренцевоморский регион, Северо-Восточный шельф Сахалина (где на условиях соглашения о разделе продукции (СРП) уже ведется добыча около 2 млн тонн нефти в год) и российский сектор Каспия. К этой же группе можно отнести и российский сектор Балтийского моря, где, несмотря на ограниченные запасы нефти, возможно их быстрое освоение за счет высокоразвитой инфраструктуры приморских территорий. В перспективе до 2020 гг. планируется начать освоение газовых и газоконденсатных месторождений в губах и заливах Карского моря.

Ресурсы Северо-Запада. Еще одним важным компонентом ресурсно-производственной базы российского ТЭК являются запасы нефти и газа Северо-Западного региона, а это около 9% от числа всех открытых месторождений углеводородов России. В целом регион обладает значительным потенциалом для расширения сырьевой базы: начальные суммарные ресурсы оцениваются в 8 млрд т.у.т, включая 4,7 млрд т нефти и 2,3 трлн м³ газа. При этом на долю Тимано-Печорской провинции приходится 99% ресурсов Северо-Запада, а также 94% добычи нефти и 100% добычи газа. Однако степень выработанности запасов составляет в среднем 76%, а степень разведанности – 44%, поэтому рассчитывать на существенный рост добычи в регионе в долгосрочной перспективе не приходится, а развитие региона связано в основном с транспортными проектами (БТС, Западная Сибирь – Мурманск).

Наиболее подробно ситуацию с добычей нефти в регионе отражает прогноз ВНИГРИ. Согласно ему, в целом по округу при условии вовлечения в освоение запасов новых месторождений и благоприятной конъюнктуры предполагается рост добычи нефти в период 2003–2013 гг., стабилизация в период 2014–2019 гг. и существенное падение в период 2020–2031 гг. и дальнейшее постепенное снижение к 2050 г.

6.8. Экономические механизмы стимулирования развития нефтегазового комплекса России

Инвестирование. Инвестиции в НГК занимают наибольшую часть инвестиций в экономику страны (имеются в виду прямые и портфельные инвестиции), а если учесть суммы амортизационных отчислений, то эта доля еще увеличится.

В составе инвестиций основную часть занимают собственные средства; это лишает возможности компании НГК распределять риски.

Газпром, как единая компания, имеет возможность использовать преимущества консолидированного бюджета, аккумулировать собственные финансовые ресурсы и под гарантии поставок получать заемные средства. Это же положение можно отнести к вертикально интегрированным нефтяным компаниям.

Для увеличения инвестиционных возможностей компаний НГК целесообразно осуществлять ускоренную амортизацию основных фондов.

Изменение законодательства в области налогообложения (отмена льгот на НДС и таможенные пошлины накупаемое оборудование) привело к ухудшению инвестиционного климата для компаний НГК, особенно малых предприятий. Даже уменьшение величины ставки налога на прибыль с 35 до 24% не смогло компенсировать ухудшение условий реинвестирования прибыли.

Для улучшения условий инвестирования в НГК необходимо совершенствование действующей лицензионной системы, а именно:

- разрешительное получение права пользования недрами;
- использование общих принципов налогообложения отечественных и зарубежных инвесторов;
- установление публично-правовых механизмов гарантирования прав инвестора;
- использование системы соглашения о разделе продукции (production-sharing) со специально установленной для него системой налогов и законодательства, гарантией сохранения принятых налоговых и прочих обязательств в течение всего срока

эксплуатации месторождения («дедушкина оговорка»).

В принципе, должно быть законодательно установлено разрешение залога прав на пользование недрами, переуступки прав напрямую между субъектами предпринимательской деятельности под контролем государства. Следует оформить разрешение для инвесторов, не являющихся недропользователями, но осуществляющих совместную деятельность по добыче углеводородов с предприятием-недропользователем, реализовывать причитающуюся им по договору нефть, как продукт собственного производства. Необходимой является процедура аудита лицензионных участков по международной ресурсной классификации.

Ежегодный спрос на инвестиции для российского НГК оценивается в 13–14 млрд долл. (минимальный вариант), 22–23 млрд долл. (максимальный вариант) с соответствующим мультипликативным эффектом.

Снижение издержек. Главным в снижении издержек является внедрение технологий, обеспечивающих кратное (а не на 5–10%) повышение эффективности производства. Примерами масштабного снижения издержек могут служить использование горизонтально-и горизонтально-разветвленного бурения, которое обеспечивает рост дебитов в 2–10 раз; гидроразрыв пластов, обеспечивающий увеличение дебитов а 2–3 раза; избирательная индивидуальная закачка воды, результатом которой может оказаться рост дебитов в 1,2 раза.

Кроме прямых мер, таких как внедрение новых технологий, оборудования, информационных систем, должны быть реализованы и косвенные меры, а именно, модернизация специализированных машиностроительных заводов и вовлечение предприятий военно-промышленного комплекса в рамках их конверсии. Актуальным является создание сервисных центров, что позволяет использовать преимущества специализированных организаций. Имеется практика разработки целевых программ Минпромэнерго. Можно сказать, что программы хорошо составлены, но плохо реализуются.

В рамках компаний НГК создаются научные и научно-технические центры (пример ЛУКОЙЛА, Газпрома), развивается сотрудничество с академическими, отраслевыми, вузовскими организациями.

Налоговое законодательство. Здесь надо отметить разработку единого пакета соподчиненных и нормативных актов, обеспечивающих гибкое (стимулирующее) налогообложение в части эксплуатации истощенных запасов, ввода в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов, восстановление бездействующих и законсервированных скважин, повышение нефтеотдачи.

До 1 января 2002 г. существовали следующие нормативные документы, определяющие налоги за пользование недрами для нефтедобывающих компаний: 1). Федеральный закон «О ставках отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы» №224 – ФЗ от 30.12.1995. (10 % от стоимости фактически добытых полезных ископаемых);

2). Постановление Правительства «Об утверждении положений о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами акваторий и участков морского дна» (6–16% от стоимости добытого минерального сырья). Это т.н. роялти.

С 1 января 2002 г. действует ст. 26 Налогового кодекса РФ «Налог на добычу полезных ископаемых» (НДПИ), согласно которой ставка налога для нефти и газового конденсата равна 16,5% от стоимости добытого сырья. Но в период с 1.1.2002 г. по 31.12.2004 г. в целях борьбы с трансфертными ценами действовала поправка: ставка составляет 370 руб./т плюс коэффициент $K_{ц} = (Ц - 8) \times P / 252$, где $Ц$ – средний за налоговый период уровень цены URALS (долл./барр); P – среднее значение за этот период курса доллара США. В августе 2004 г. были приняты поправки в Налоговый кодекс, согласно которым с 1 января 2005 г. по 31 декабря 2006 г. специальная ставка НДПИ установлена в размере 419 руб./т. Это привело к отбору наиболее эффективных запасов, а истощенные, низкодебитные и прочие месторождения с осложненными условиями добычи оказались в плачевном положении.

С введением в 2002 г. НДПИ, который заменил роялти, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) и акциз на нефть, победили сторонники отказа от дифференцируемого налогообложения.

Попыткам дифференцировать добычу нефти в нашей стране в зависимости от условий добычи 13 лет. Отметим, что роялти (налог на добычу) в зарубежных странах, как правило, дифференцирован, о чем было сказано в главе I.

Экономическая эффективность разработки того или иного месторождения (участка недр) зависит от множества факторов: выработанности запасов (стадия разработки), сложности геологического строения (глубина залегания), продуктивности пласта, качества сырья, степени обводненности, географического положения, наличия или отсутствия транспортной инфраструктуры и др. Специально собранная под эгидой Минпроэнерго РФ группа экспертов первоначально отобрала 35 факторов, которые так или иначе влияют на экономику добычи нефти [373]. После проверки на администрируемость, остановились на 8 факторах дифференции [374]: начальная плотность извлекаемых запасов; выработанность запасов; крупность; глубина залегания пластов; вязкость нефти в пластовых условиях; расположение месторождения; наличие производственной инфраструктуры; разработка шельфовых месторождений.

После длительных споров и согласований с министерствами и ведомствами, рабочая группа экспертов решила разделить реализацию концепции дифференциации ставок НДС на два этапа. Первый этап – учет только трех факторов (выработанность, расположение, особые условия добычи). Отработка положений первого этапа послужит основой для второго и, возможно, третьего этапа дифференциации НДС.

С 1 января 2007 г. льготы по ставке НДС распространятся на месторождения Восточной Сибири (предусмотрены налоговые каникулы, т.е. обнуление ставки НДС до накопленного объема добычи 25 млн т). Эта льгота будет действовать 10 лет для компаний, получивших лицензию только на добычу в Восточной Сибири, и 15 лет – для компаний, которые обладают лицензией и на разведку. Для месторождений с выработанностью более чем на 80% налог НДС будет уплачиваться со скидкой от 0 до 70% от размера ставки. Предусмотрена нулевая ставка для особых условий добычи (шахтный способ, некондиционные запасы и т.п.).

Таким образом, сейчас действуют три основных вида налога: НДС (с перспективой дифференцирования), таможенная пошлина, налог на прибыль.

Действуют еще НДС, акцизные сборы применительно к нефтепродуктам и налоги, касающиеся социальной сферы, которые практически не зависят от цен на нефть.

Ценообразование. Главное – ликвидация сложившихся диспропорций в ценах на энергоносители (уголь, мазут, природный газ); дифференция цен по регионам, решение проблемы с ценами на попутный нефтяной газ. В ближайшее время намечается создание нефтяной биржи (по типу Лондонской, Нью-Йоркской, Сингапурской), системы фьючерсных контрактов. Именно так может сформироваться равновесная цена, приемлемая как для поставщиков, так и для потребителей. Планируется также создание государственного нефтяного резерва (не только для нужд мобилизационного развертывания, но и для регулирования цен). Необходимым является создание «банка качества» нефти.

Государственное регулирование. Осуществляется через пакет, принадлежащий государству (через Минимущество РФ). Намечается дальнейшая приватизация госсобственности – через тендеры, аукционы. В отличие от бывшей командно-административной системы в настоящее время складывается система, при которой прямые методы воздействия государства на объекты НГК заменяются использованием косвенных методов (экономических).

Направления, по которым должна развиваться система государственного регулирования нефтяного комплекса:

- 1) системность и динамичность, т.е. необходимо рассматривать всю систему (от разведки и добычи до сбыта нефтепродуктов и нефтехимии), причем не по состоянию на сегодняшний день, а в динамике;
- 2) направленность в будущее – не только ориентироваться на сложившуюся ситуацию и ограничиваться ее констатацией, но и определять наиболее рациональные направления

движения в будущем;

- 3) приоритет общественных интересов – оценка существующего положения с точки зрения приоритета общественных интересов и поиска мер, направленных на достижение наибольшего народнохозяйственного (общественного) эффекта;
- 4) согласование интересов различных субъектов, функционирующих в нефтяном комплексе (государство, регионы, отечественные и зарубежные компании, организации финансово-банковской инфраструктуры). Отношения лучше строить на партнерских, а не на административных отношениях;
- 5) учет уникальности каждого из разрабатываемых месторождений (по возрасту, географическому положению, физико-химическому составу нефтей, геологическим особенностям и т.п. Параметры системы регулирования должны быть дифференцированы по годам и этапам разработки);
- 6) подотраслевая дифференциация – не ограничивать меры регулирования только сферой нефтедобычи.

Оценка современной системы государственного регулирования нефтегазового сектора России показывает, что:

- значительная часть экономической ренты от освоения и разработки запасов нефти и газа присваивается частным сектором и находится вне поля зрения органов государственного регулирования и управления экономическими процессами;
- система лицензирования приводит к выводу из хозяйственного оборота ранее разведанных и подготовленных к освоению и разработке месторождений нефти и природного газа;
- система налогообложения не стимулирует эффективное освоение месторождений и участков недр и всецело ориентирована на удовлетворение краткосрочных фискальных интересов государства;
- регулирование организационной структуры нефтяного комплекса приводит к безраздельному доминированию крупных вертикально интегрированных компаний.

Государство может использовать для регулирования несколько рычагов (механизмов), в том числе:

- государственные заказы;
- государственная поддержка разного рода инвестиционных проектов в отрасли;
- рассмотрение и утверждение схем разработки и проектов разработки нефтяных месторождений, контроль за их выполнением, утверждение размеров балансовых и извлекаемых запасов по каждому месторождению;
- изменение системы недропользования, выдача лицензий, заключение СРП и т.п.;
- изменение налоговой и таможенной политики;
- приобретение/продажа государственных долей в акционерном капитале нефтяных компаний.

Выдача госзаказов или прямое бюджетное финансирование целесообразно по отношению к геологоразведочным работам (ГРР), поскольку ГРР сродни фундаментальным исследованиям, которые финансируются из бюджета.

Государственная поддержка инвестиционных проектов сейчас незначительна. Между тем имеются отдельные проекты в области энергосбережения, утилизации попутного нефтяного газа или разработки газовых оторочек нефтяных месторождений, которые компании финансируют неохотно, на которые могут дать большой народнохозяйственный (общественный) эффект.

Управление государственным Фондом недр. Пока в России действует уникальная двойственная система отношений недропользования:

Лицензионная, основанная на административном праве и принятом в 1992 г. законе «О недрах»;

Договорная, основанная на гражданском праве в соответствии с законом «О

соглашении о разделе продукции».

Подобная двойственность кроме России существует еще в одной стране – Венесуэле, а в остальных нефтедобывающих странах принята одна система доступа к недрам, либо лицензионная, либо договорная.

В основных нефтедобывающих странах преобладающей является гражданско-правовая система, базирующаяся на договорах концессий или соглашений о разделе продукции (СРП).

Из-за того, что российская модель СРП устарела, не приспособлена к сложившейся в стране экономической ситуации, лицензионная модель оказалась более предпочтительной в нашей стране. Здесь также сложились противоречия из-за законодательной неурегулированности отношений недропользования в сфере разграничения полномочий между органами государственной власти Российской Федерации и ее регионов. Владение, использование и распоряжение недрами находятся в совместном владении Центра и регионов (принцип «двойного ключа»). Целесообразно отойти от принципа «двойного ключа» и сосредоточить основные регулятивные (законодательные) и контрольные функции в нефтяном секторе на федеральном уровне, а исполнительно-распределительные перераспределить между федеральными, региональными и муниципальными органами в соответствии с функциями общего характера, закрепленными в законодательстве.

Имеются предложения о переходе от лицензионной к концессионной системе, что позволит: законодательно закрепить заключение договоров концессий и СРП по результатам торгов, конкурсов или аукционов; учесть специфику месторождений; предусмотреть меры по защите интересов государства при переуступке компаний своих прав третьим лицам; использовать возможности проведения независимой экспертизы материалов по условиям соглашений концессии или СРП.

Активная дискуссия до сих пор ведется по поводу соглашений о разделе продукции (СРП). Комитетом Совета Федерации РФ по промышленной политике подготовлен проект доклада «Возможности повышения эффективности режима раздела продукции» [375], в котором проанализирован мировой опыт использования режима СРП, исследован порядок изъятия доходов государством и распределения проектных рисков, выявлена эффективность использования возможностей режима раздела продукции в мировой практике. В докладе выявлены плюсы и минусы российской практики использования возможностей СРП и предложена программа обеспечения совершенствования режима раздела продукции (изменения в законодательстве, перевод СРП из исключительного в общепринятый режим недропользования, снятие ограничений на условия заключения СРП, контроль за реализацией соглашения, раскрытие информации).

Мнения о дальнейшей судьбе использования СРП в России разделились. Считают, что режим СРП был бы весьма полезен при разработке шельфовых месторождений [376], прежде всего в Баренцевом и Карском морях, хотя возражения ряда депутатов Государственной Думы РФ и высокопоставленных чиновников об использовании СРП еще не преодолены.

Однако имеются и противоположные мнения, основанные на анализе опыта соглашений СРП на о. Сахалин [377].

Государству для регулирования нефтяного сектора целесообразно не уходить из нефтяного бизнеса и не продавать принадлежащие ей акции нефтяных компаний. Хотя при этом государство лишается части поступлений в бюджет, но сохраняет возможность влиять «изнутри» на деятельность компаний, апробировать механизмы регулирования.

Совершенствование системы налогообложения. Для стимулирования рационального использования основных фондов введен налог на имущество (Property tax), включая трубопроводы, стоимость полезных ископаемых, находящихся в недрах. Следует учесть при налогообложении уникальность каждого нефтяного месторождения, особенно для месторождений с падающей добычей. Целесообразно ввести гибкую систему налогообложения, в которой ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) учитывает особенности месторождений, о чем уже подробно было сказано выше. Часть изымаемых доходов нефтяных компаний направляется в специальный Стабилизационный

фонд, предназначенный для финансирования работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы, и для регулирования экономической ситуации в случае падения цен на нефть. Дополнительный доход исчисляется как разница между реальной экспортной ценой и ценой на нефть, заложенной в бюджет.

В мировой практике существует два вида подобных фондов: стабилизационный и фонд будущих поколений. Фонды будущих поколений предназначены для использования после того, как месторождения природных ископаемых будут исчерпаны. Иногда средства таких фондов используются для выплаты квазирентных платежей населению. Стабилизационные фонды призваны нивелировать зависимость государственных бюджетов от колебаний цен мировых рынков на сырье.

Проблема использования средств Российского стабилизационного фонда, сумма которого к середине 2006 г. превысила 1,5 трлн руб., стала предметом серьезнейших дискуссий, выходящих за рамки данной книги.

Система трансфертного ценообразования. Трансфертное ценообразование подразумевает, что налогоплательщики в лице вертикально интегрированных нефтяных компаний покупают нефть у своих дочерних нефтедобывающих предприятий по трансфертной цене. Часть этой нефти в дальнейшем реализуется на экспорт (около 30–35%), а оставшаяся часть перерабатывается на давальческой основе на НПЗ с последующей реализацией нефтепродуктов как на внутреннем рынке, так и на экспорт. Трансфертная цена, как правило, устанавливается, исходя из целей минимизации налогообложения, на уровне текущих затрат нефтедобывающего предприятия с минимальной рентабельностью.

В результате налоговая база у нефтедобывающих предприятий по НДС, по налогу на прибыль, по НДСП, исчисляемая в стоимостном выражении (адвалорные налоговые ставки), становится ниже, чем при реализации нефти по так называемым «рыночным ценам».

Мировой опыт свидетельствует, что страны с развивающейся налоговой системой в таких случаях используют для определения налоговой базы справочные цены на котируемые на международных рынках сорта нефти.

В мировой практике для решения проблемы справочных цен наиболее часто используется «принцип вытянутой руки», когда государство устанавливает цены на таком уровне, на каком они находились бы, если бы участвующие в трансфертной сделке стороны действовали в рамках рыночных отношений.

В России базой для расчета «налоговой цены» нефти, отвечающей условию свободной и полной ее реализации, является стоимость корзины нефтепродуктов на внутреннем рынке.

В этой связи представлена методика расчета «налоговых цен» на нефть методом обратного счета от внутренних цен на нефтепродукты, то есть без учета мировых цен [378].

«Налоговая цена» на нефть определяется как цена нефти, которая вошла в стоимость реализованных нефтепродуктов на внутреннем рынке. Предлагаемый метод расчета основывается на выделении из стоимости корзины нефтепродуктов доли сырьевой составляющей путем вычитания затрат НПЗ по переработке нефти с учетом ее рентабельности. Фактические данные, на которых базируется метод обратного счета от стоимости нефтепродуктов, берутся из существующих форм отчетности.

Этим методом определяется «налоговая цена» нефти как цена сырья для нефтеперерабатывающих заводов.

Метод расчета включает проведение следующих шести этапов:

- Этап 1. Сбор фактических данных о произведенных нефтепродуктах.
- Этап 2. Определение выходов видов нефтепродуктов по их маркам для каждого конкретного НПЗ и по совокупности заводов в целом.
- Этап 3. Определение средних отпускных цен НПЗ на нефтепродукты, соответствующие производству и реализации нефтепродуктов.
- Этап 4. Определение стоимости валового продукта переработки нефти – стоимости корзины нефтепродуктов для 1 тонны нефти – как функции отпускной цены нефтепродуктов и их процентного выхода на 1 тонну переработанной нефти.

Этап 5. Определение затрат на переработку нефти по отдельным НПЗ и по всей отрасли в целом на основе отчетности. Для расчета затрат на переработку 1 тонны нефти из суммарных затрат на производство и реализацию продукции по основному виду деятельности вычитается стоимость сырья и материалов (по основному виду деятельности). В результате получаются затраты, приходящиеся на переработку 1 тонны нефти.

Этап 6. Определение средней цены нефти, поступившей на переработку на российские НПЗ. Из получившейся цены корзины нефтепродуктов в расчете на 1 тонну переработанной нефти вычитается стоимость переработки нефти в расчете на 1 тонну. Получается цена нефти в месте переработки, то есть на НПЗ.

Рекомендуемая модель содержит ряд условностей (присутствуют только часть, хотя и основных нефтепродуктов, используются средние цены на нефтепродукты, средние выхода нефтепродуктов, средняя рентабельность переработки), тем не менее модель является универсальной и гибкой и может найти применение в нефтяном комплексе.

Была сделана попытка использовать «принцип вытянутой руки» для условий России [379]. Следует отметить, что вследствие подавляющего влияния ВИНК на нефтяном рынке России (94% добычи и 82% переработки) т.н. свободный рынок нефти внутри страны сужен. Он составлял в 2004 г. 26,3 млн т, т.е. 13,6% общей переработки. Нефть на свободном рынке покупали башкирские НПЗ, Московский НПЗ, Хабаровский НПЗ, Уфимский НПЗ, ряд заводов ВИНК, испытывавших дефицит своего сырья, и все мини-НПЗ. Наибольшие объемы нефти на свободном рынке продавала в 2004 г. компания Сургутнефтегаз.

Анализ данных о ценах на нефть в период 2003–2005 гг. позволил автору методики определения расчетной цены на нефть на внутреннем рынке выдвинуть гипотезу о том, что в условиях свободы производителя в выборе направления реализации нефти «чистые» (т.е. полученные методом net back, или обратного счета) цены на нефть на мировом и внутреннем рынке должны стремиться к паритету. Используя эту гипотезу, автор методики предложил ряд формул расчета внутренних цен на нефть в зависимости от цены нефти сорта URALS в Роттердаме, величины таможенной пошлины и платежей за погрузку и разгрузку нефти, транспортных расходов по доставке нефти от российского терминала до Роттердама, транспортных расходов от терминала до узла учета в регионе добычи, величины коэффициента, характеризующего некоторый разрыв между мировыми и экспортными ценами.

По мнению автора, применение методики расчета внутренних цен по сравнению с действующей методикой характеризуется доступностью информации, простотой расчета, возможностью вносить корректировки за счет свободного коэффициента. Установление заранее аргументированных справочных цен позволит освободить нефтяные компании от часто применяемых в их адрес обвинений в применении трансфертных цен и увеличит доверие между компаниями и государством.

Глава 7. Нефтеперерабатывающая промышленность России

7.1. Исторический очерк

Нефтеперерабатывающие заводы появились в нашей стране в конце XIX века и представляли собой простейшие кубовые батареи и очистные установки на которых получали ограниченный круг продуктов (в основном, керосин и мазут), Сосредоточены они были на Кавказе (районы Баку и Грозного). В 1876 г. в России насчитывалось 14 заводов, а в 1915 г. их было уже 59 (53 в Баку и 6 в Грозном) Это были небольшие предприятия с примитивной технологией. Кроме Кавказского региона работали заводы в с. Константиновка (близ Ярославля), Ванновский завод (близ Ферганы).

Основная часть нефтеперерабатывающей промышленности царской России находилась в руках иностранного капитала. В 1917 г. на долю иностранного капитала приходилось 56% всего объема капиталовложений в нефтеперерабатывающую промышленность.

Первая мировая и гражданская война нанесли большой ущерб нефтеперерабатывающей промышленности. К моменту установления Советской власти на Кавказе (1920 г.) в Баку сохранились 28 заводов, из которых действовало только 7. В период 1920–1931 гг. были проведены восстановительные работы в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в Баку и Грозном, которые, в основном, были закончены в 1927 г.

Дальнейшее развитие нефтеперерабатывающей промышленности происходило в годы первой пятилетки, когда на действующих заводах были введены 18 атмосферно-вакуумных установок и 23 установки термического крекинга преимущественно по технологии Винклера-Коха. В этот период вошли в строй Новоярославский завод (1927 г.), Туапсинский завод (построен в 1929 г., начал работать в 1931 г. после ввода в эксплуатацию нефтепровода Грозный – Туапсе), Батумский завод (1931 г.).

Энергично развивалась нефтеперерабатывающая промышленность в 30-е годы. В 1933–1934 гг. был построен Ухтинский НПЗ (входил в систему НКВД). В 1934 г. начал работать Саратовский НПЗ, на котором было установлено 10 установок термического крекинга. В 1935 г. был введен в эксплуатацию Орский ГПЗ 1936 г. пущены Ишимбайский, Краснодарский, Хабаровский НПЗ. В 1937 г. Одесский НПЗ, а в 1938 г. завод аналогичного типа в Херсоне. В этот же период начал эксплуатироваться Бердянский НПЗ. В 1938 г. начали работать крупные Московский и Уфимский НПЗ.

Широкая география размещения нефтеперерабатывающей промышленности позволила в годы войны перебазировать отдельные заводы и тем самым сохранить их потенциал. В частности, в 1942 г. был построен Сызранский НПЗ, созданный на базе оборудования, эвакуированного с Одесского и Херсонского заводов. В 1942 г. был построен завод в Комсомольске на Амуре. Сырьем для этого завода являлась нефть сахалинских месторождений, подаваемая по построенному в 1941–1942 гг. трубопроводу Сахалин – Татарский пролив – Комсомольск протяженностью 600 км. Строительство этого нефтепровода описано в известном романе В.Ажаева «Далеко от Москвы». В 1942 г. начал строиться Ферганский завод в Узбекистане.

В 1943 г. были построены Краснокамский завод, оборудование для которого было эвакуировано с Бердянского НПЗ. Этот завод работал до 1979 г. и затем был перепрофилирован на производство оборудования для нефтеперерабатывающей промышленности. В 1943 г. начал строиться Красноводский завод, куда было доставлено оборудование с Туапсинского НПЗ и куда в 1943–1944 гг. начало поступать оборудование из США (в рамках соглашения по ленд-лизу). В 1943 г. начал строиться Куйбышевский завод, который также был оборудован комплексными установками, поступавшими из США по ленд-лизу. В конце войны стал строиться завод в Гурьеве (пущен в 1949 г., на заводе была установка каталитического крекинга по технологии Гудри, также поставленная из США в рамках соглашения по ленд-лизу).

В тяжелейшие годы войны отечественная нефтеперерабатывающая промышленность обеспечивала армию и тыл нефтепродуктами. Замысел немецкого командования захватить Грозненский и Бакинские нефтезаводы и лишить тем самым обеспечения страны нефтепродуктами полностью провалился. Враг был остановлен буквально у проходной Грозненского НПЗ; тем более ему не удалось прорваться в Баку. Дали свои результаты по интенсивному развитию нефтепереработки в восточных районах страны.

После окончания Великой отечественной войны началось восстановление заводов, оказавшихся на оккупированной территории: в 1948 г. был восстановлен и запущен в производство Краснодарский НПЗ, в 1949 г. – Туапсинский. Сразу после войны начал строиться Новокуйбышевский завод, который вошел в строй в В период 1951–1955 гг. были построены и начали работать Новоуфимский завод (1951 г.), Омский завод (1951–1955), Салаватский завод (1952 г.), Ангарский завод (1955 г.). Нефтепереработка перемещалась в Урало-Поволжский регион, двигалась дальше на восток.

Ряд крупных НПЗ были введены в эксплуатацию в период 1956–1960 гг., а именно, завод «Уфанефтехим» (1957 г.), Волгоградский (1957 г.), Ново-Горьковский (1956–1958 гг.), Пермский (1958 г.), Ново-Бакинский (1958 г.), Рязанский (1960 г.) заводы.

В период 1961–1966 г. происходило постепенное приближение нефтепереработки к районам потребления. Были построены и введены в эксплуатацию Надворнянский (1961 г.), Новополюцкий (1963 г.), Киришский (начало строительство 1966 г.), Кременчугский (1966 г.) НПЗ.

Эта тенденция развития нефтеперерабатывающей промышленности продолжилась в период 1967–1980 гг. В это время были построены Мозырский (1975 г.), Павлодарский (1978 г.), Лисичанский (1979 г.), Мажейкяйский (1979 г.), Нижнекамский (1980 г.) НПЗ. К концу 70-х годов советская нефтеперерабатывающая промышленность в целом сложилась, поэтому в 80-е годы строительство новых НПЗ велось менее энергично: были построены два завода – Ачинский (1981 г.) и Чимкентский (1984 г.) [380].

Динамика объемов переработки и выпуска нефтепродуктов в СССР в период 1960–1990 гг. выглядит весьма внушительно (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Объемы переработки нефти и производства нефтепродуктов в СССР в 1960–1990 гг. [381]

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.
Общее количество нефти, переработанное на заводах СССР, млн т	128	194	272	389	471	481	459
Получаемые нефтепродукты, млн т:							
моторные топлива	60	93	125	167	203	198	202
масла	3,7	5,5	6,6	7,7	8,0	7,8	7,0
нефтяной битум (асфальт)	4,1	6,7	8,7	10,6	9,6	9,9	12,0
котельное топливо	41	66	110	165	206	197	168
Глубина переработки, %	67	65	62	58	57	58	63

К 1990 г. мощности нефтеперерабатывающих заводов в СССР составили 500 млн т/год и были размещены по территории страны следующим образом (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Мощности нефтеперерабатывающих заводов и их размещение в СССР в 1990 г.

Республики СССР	Число НПЗ	Мощности	
		млн т/год	%
РСФСР	27	320	64
УССР	7	60	12
Казахская ССР	3	20	4
Азербайджанская ССР	2	20	4
Белорусская ССР	2	40	8
Туркменская ССР	2	10	2
Литовская ССР	1	15	3
Узбекская ССР	1	10	2
Грузинская ССР	1	5	1
Итого	46	500	100

В 1990 г. заводами СССР из 1 т нефти производилось 19% бензинов, 25% керосина и дизельного топлива, 36% котельного топлива, 3% битумов, 3% масел и 17% других продуктов. При высоком уровне средней мощности одного НПЗ (10,9 млн т/год) глубина переработки была невысокой (63%), что было существенно ниже, чем в США (90%), Японии (85%), западноевропейских странах (75–85%). Удельный вес ведущего процесса нефтепереработки – каталитического крекинга – в СССР в 1990 г. составлял 5% от мощностей по первичной переработке (США – 32%), термокрекинга – 7% (США – 13%), каталитического риформинга – 10% (США – 21%), гидроочистки дистиллятов – 18% (США – 39,5%). Доли процессов каталитического гидрокрекинга, алкилирования и полимеризации в СССР были ничтожными (порядка 1%) [382].

После 1966 г. и до конца существования СССР было построено только 7 НПЗ, из которых 6 – на территории стран СНГ. Таким образом, нефтеперерабатывающая промышленность России унаследовала от СССР не только нерациональную территориальную структуру, но и наиболее старые и технически отсталые заводы.

7.2. Российская нефтепереработка в период 1990–2005 гг.

После распада СССР у России осталось 27 заводов суммарной мощностью более 320 млн. т/год. При этом следует отметить, что 8 заводов были введены в эксплуатацию до второй мировой войны, 6 заводов построены до 1950 г., еще 9 заводов – до 1960 г. Таким образом, 23 из 27 заводов функционируют 30–50 лет и требуют обновления.

В настоящее время в России действуют 26 нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) различного профиля: 10 заводов топливного профиля; 3 – топливно–масляного; 4 – топливно-нефтехимического; 9 – широкого топливно-масляно-нефтехимического профиля. Наряду с основными НПЗ переработку нефти и газового конденсата с получением моторных и котельных топлив осуществляют заводы РАО «Газпром» и ряд мини-НПЗ. В состав нефтеперерабатывающей промышленности России входят также 6 специализированных нефтемаслозаводов, которые на основе произведенных НПЗ базовых масел выпускают многочисленные сорта товарных масел и смазок [383].

Спецификой российских НПЗ является:

- удаленность от рынков нефтепродуктов; среднее расстояние российских НПЗ от рынка нефтепродуктов составляет 1100 км (для сравнения – в США не более 500 км); удельный размер территории, снабжаемой нефтепродуктами с одного завода в России составляет 609,8 тыс. км², в США – 62,3 тыс. км²;
- отсталость технологии, моральный и физический износ фондов, низкая производительность труда;
- сложное финансовое положение предприятий; высокие издержки производства, обусловленные ростом цен на нефть и другие виды ресурсов и неполным использованием мощностей; невысокая конкурентоспособность выпускаемой продукции;
- несоответствие качества части выпускаемой НПЗ продукции международным стандартам и современным требованиям по охране окружающей среды; тревожная экологическая ситуация в местах дислокации НПЗ.

В наследство от бывшего СССР России достались нефтеперерабатывающие мощности в объеме 324 млн т/год (второе место после США). За период 1991–2003 гг. из-за выбытия ряда физически изношенных установок, а также прекращения работы Грозненского НПЗ, мощности российских нефтезаводов снизились до 271 млн т/год. Динамика мощностей российских НПЗ в период 1991–2005 гг. представлена ниже (млн т/год): 1991 г. – 324,1; 1992 г. – 316,5; 1993 г. – 313,6; 1994 г. – 311,3; 1996 г. – 300,0; 1997 г. – 293; 1998 г. – 279; 1999 г. – 276; 2000 г. – 275; 2001 г. – 273,1; 2002 г. – 275,6; 2003 г. – 271,0; 2005 г. – 275,5. Мощность 26 НПЗ = 263,5 млн т/год. Газпром имеет установки по переработке газового конденсата общей мощностью 7,0 млн т/год. Имеются также 43 мини-НПЗ общей мощностью 5,0 млн

т/год. По оценке американского журнала Oil and Gas Journal мощности российских НПЗ на 1.1.2006 г. составляли 267 млн т/год [234].

В последнее время на отечественных НПЗ перерабатывалось 175–180 млн т нефти в год. Это означает, что степень загрузки мощностей не превышала 60%. В 1998 г. объем переработки нефти снизился до 163,7 млн т, а степень использования мощностей составила 58,9%; в 1999 г. объем переработки возрос до 168 млн т, степень использования мощностей составила 61,5%, 2000 г. соответственно 173,5 млн т и 63,1%, 2001 г. – 178,0 млн т и 65,2%, 2002 г. – 184,9 млн т и 67,1%, 2003 г. – 189,7 млн т и 70%, 2004 г. – 194 млн т и 70,6%, 2005 г. – 206,6 млн т и 75% [338–340].

Нефтеперерабатывающая промышленность России характеризуется невысокой долей вторичных процессов, особенно если сравнивать с аналогичными показателями нефтепереработки США, Западной Европы и Японии.

Распределение российских НПЗ по величине показателя глубины переработки показано в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Глубина переработки, %	Нефтеперерабатывающие заводы
80–85	Омский, Пермнефтеоргсинтез, Волгоградпереработка, Башнефтехим
70–75	Ангарский, Новокуйбышевский, Сызранский НПЗ, Салаватнефтеоргсинтез
Ниже 75	Все остальные предприятия

Сравнение показателей глубины переработки нефти в России и ряде стран мира в период 1995–2004 гг. приведено в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Страны	1995 г.	2000 г.	2004 г.
Канада	93,7	93,7	96,3
США	93,5	95,1	95,7
Германия	87,0	87,1	87,8
Франция	86,8	83,7	86,5
Великобритания	85,4	86,4	84,9
Италия	77,0	80,8	82,0
Япония	77,7	81,1	81,2
Россия	56,2	65,0	67,7

Причинами существенного технического отставания российской нефтеперерабатывающей промышленности можно считать [385]:

- устаревающий технический парк у потребителей нефтепродуктов (качество продукции подстраивалось под уровень технического парка); рост объемных показателей добычи и переработки нефти, что не способствовало ресурсосбережению на основе углубления нефтепереработки;
- большая потребность в мазуте, как котельном топливе для промышленных, коммунально-бытовых нужд и электроэнергетики; недостаточность инвестиций, которые в рамках вертикально интегрированных компаний шли в стадию upstream, а нефтепереработка финансировалась по «остаточному» принципу.

Структура мощностей технологических процессов отечественной нефтеперерабатывающей промышленности (по состоянию на 1.1.каждого года) приведена в табл. 7.5.

Таблица 7.5

Процессы	1991 г.		1998 г.		2002 г.		2005 г.	
	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%
Прямая перегонка	309,0	100	264,0	100	261,0	100	264,0	100
Процессы деструктивной переработки	41,6	13,5	39,6	15,0	38,8	14,9	39,1	14,8
в т.ч. термический крекинг	19,1	6,2	15,7	5,9	16,2	6,2	12,4	4,7
каталитический крекинг	14,6	4,7	17,0	6,5	16,2	6,2	20,6	7,8

Процессы	1991 г.		1998 г.		2002 г.		2005 г.	
	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%	млн т/год	%
Гидрокрекинг	2,0	0,7	1,0	0,4	1,0	0,4	1,3	0,5
Коксование	5,9	1,9	5,9	2,2	5,4	2,1	4,8	1,8
Процессы, улучшающие качество нефтепродуктов	86,7	28,1	91,1	34,5	93,9	36,0	86,9	32,8
в т.ч. каталитический риформинг на облагораживание бензина	23,6	7,6	22,5	8,5	23,2	8,9	21,2	8,0
Гидроочистка	59,2	19,2	60,7	23,0	61,6	23,6	57,6	21,8
гидроочистка вакуумного газойля	2,2	0,7	6,6	2,5	6,6	2,5	6,6	2,5
Изомеризация	0,9	0,3	0,9	0,3	2,1	0,8	1,1	0,4
Алкилирование	0,8	0,3	0,3	0,1	0,3	0,1	0,2	0,1
производство МТБЭ	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
Прочие процессы	25,6	8,3	23,5	8,9	21,1	8,1	14,0	5,5
в т.ч. каталитический риформинг на ароматику	9,1	3,0	7,7	2,9	5,9	2,3	н.д.	н.д.
производство масел	5,3	1,7	4,8	1,7	4,2	1,6		
производство нефтебитума	10,0	3,2	9,9	3,8	9,9	3,8		
производство серы	0,3	0,1	0,4	0,2	0,4	0,1		
производство серной кислоты	0,9	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3		

* Исключая мощности Грозненского НПЗ, Нижнекамскнефтехим, предприятий ОАО «Газпром»
н.д. – нет данных

За период 1991–2005 гг. доля вторичных процессов, деструктивно углубляющих переработку нефтяного сырья, в целом по отрасли по отношению к мощности по первичной переработке нефти практически не возросла, хотя за это время были введены две новые установки каталитического крекинга на Омском и Уфимском НПЗ.

Доля процессов, улучшающих качество нефтепродуктов, увеличилась за рассматриваемый период незначительно относительно мощности первичной переработки, хотя имело место увеличение мощностей гидроочистки дизельного топлива и гидроочистки вакуум-газойля на ряде НПЗ.

Для сравнения в 2005 г. отношение мощностей по каталитическому крекингу по отношению к мощностям по первичной переработке нефти составляло в России 7,8%, в США – 33,2%, Японии – 18,8%, Германии – 14,8%; гидрокрекингу – в России – 0,5%, в США – 8,5%, Германии – 8,0%, Японии – 3,7%; каталитическому риформингу – в России – 10,3%, в США – 20,5%, Японии – 16,4%, в т.ч. по каталитическому риформингу с непрерывной регенерацией катализатора в России – 0,7%, в США – 5,6%, Японии – 5,5%; по алкилированию в России – 0,1%, в США – 7,0%, западноевропейских странах – 1,3%.

Значительно уступает российская нефтепереработка по уровню сложности и комплексности технологических процессов, измеряемому индексом Нельсона. Для России этот индекс составлял на 1.1.1999 г. 3,4, что ниже не только, чем аналогичный показатель для нефтепереработки США, Канады, западноевропейских стран, Японии, но и в целом по миру.

Некоторые сравнительные характеристики отечественных и зарубежных процессов переработки нефти приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Некоторые сравнительные показатели развития отечественной и зарубежной нефтеперерабатывающей промышленности [387]

Показатели развития	Зарубежная нефтепереработка	Российская нефтепереработка
Каталитический крекинг	Уровень развития процесса каталитического крекинга 15–17% к первичной переработке в Западной Европе и Японии и почти 36% – в США, применяется высокоэффективная конструкция реакторно-регенераторного оборудования, и используются высокоэффективные катализаторы.	Мощности каталитического крекинга составляют около 6% к мощности первичной переработки нефти, эксплуатируются реакторы-регенераторы средней и низкой эффективности.
Каталитический риформинг	Уровень развития каталитического риформинга прямогонных и	Процесс каталитического риформинга составляет 11,3% к мощности первичной

Показатели развития	Зарубежная нефтепереработка	Российская нефтепереработка
	гидроочищенных вторичных бензинов составляет около 13,0% в Западной Европе и около 20% к первичной переработке нефти в США, широко применяются реакторы с непрерывной регенерацией полиметаллических катализаторов.	переработки нефти, в производстве бензинов только начинается использование установок риформинга с непрерывной регенерацией катализатора.
Алкилирование	Наряду с процессами каталитического риформинга широко развиты процессы алкилирования, производства высокооктановых кислородсодержащих компонентов, изомеризации, изоселектоформинга.	На большинстве НПЗ совершенно недостаточно развиты или вообще отсутствуют процессы алкилирования, изомеризации и получения высокооктановых кислородсодержащих компонентов бензина.
Алкилирование и изомеризация	Уровень развития процессов алкилирования и изомеризации составляет 3,5% и 8,5% к первичной переработке нефти в регионе Западной Европы и в США соответственно, создан процесс алкилирования на твердых катализаторах в реакторе соответствующей конструкции.	Суммарная доля развития процесса алкилирования и изомеризации составляет менее 0,5% к мощности первичной переработки, в процессе алкилирования используется только серная кислота, необходим переход на процесс нового поколения с твердым катализатором.
МТБЭ	Уровень развития производства на нефтеперерабатывающих заводах высокооктановых кислородсодержащих компонентов – эфиров – в расчете на МТБЭ составляет в процентах к первичной переработке в регионе Западной Европы – 0,3%, в Японии – 0,1%, в США – 0,7%, основное оборудование – совмещенный аппарат «реактор-колонна».	Мощности производства МТБЭ на НПЗ составляют 0,11 % к мощности первичной переработки нефти, наиболее прогрессивным оборудованием для развития процесса является «реактор-колонна», совмещающая стадии этерификации и перегонки.
Бензин каталитического риформинга	Бензин катриформинга утрачивает свое количественное значение в приготовлении товарных автобензинов, доля риформата в модифицированном суммарном фонде автобензинов снижена до 26% против 40% в выпускавшихся ранее, в результате содержание суммарной ароматики в бензинах не превышает 25–30%.	Бензин катриформинга остается основным преобладающим компонентом автобензинов большинства российских НПЗ, доля риформата в среднем по России составляет 45–50% общего объема производства автобензинов, содержание суммарной ароматики в обычных и высокооктановых бензинах высокое – 50–55% и более.

Падение объемов переработки нефти в России в период с 1988 г. (пик переработки) по 1998 г. было впечатляющим (млн т): 1988 г. – 310,5; 1990 г. – 297,8; 1991 г. – 286,3; 1992 г. – 256,0; 1993 г. – 223,0; 1994 г. – 187,0; 1995 г. – 183,0; 1996 г. – 176,0; 1997 г. – 177,6, 1998 г. – 163,7. В 1999 г. объем переработки вырос до 168,5, 2000 г. – 173,5, 2001 г. – 178,0, 2002 г. – 184,9, 2003 г. – 189,7, 2004 г. – 194,1, 2005 г. – 206,6 [338–340].

По показателю технического уровня картина по российским НПЗ неоднородна. Российские НПЗ по уровню глубины переработки нефти можно разделить на три группы: глубина менее 60% – 5 НПЗ (16% суммарной мощности); от 60 до 80% – 16 НПЗ (68,3% суммарной мощности); свыше 80% – 3 НПЗ (15,7% суммарной мощности).

По уровню средней мощности одного НПЗ (10,3 млн т/год в 1999 г.) российская нефтепереработка заметно опережали среднемировой уровень (5,4 млн т/год), нефтепереработку США (5,0 млн т/год), западноевропейских стран (6,6 млн т/год), Японии (7,1 млн т/год). Лишь в странах, где нефтепереработка начала развиваться относительно недавно, средняя мощность НПЗ превосходила или приближалась к российской (Ю.Корея – 21,2 млн т/год; Таиланд – 9 млн т/год; Саудовская Аравия – 10,7 млн т/год; Кувейт – 14,4 млн т/год). Несколько российских НПЗ входят в число самых крупных НПЗ мира. После ввода в эксплуатацию в 90-е годы ряда мини-НПЗ средняя мощность НПЗ снизилась до 6,5 млн т/год, однако следует учесть, что по мощности переработки мини-НПЗ занимают не более 2% суммарных мощностей российских НПЗ.

Сравнение технического уровня российской и зарубежной нефтепереработки приведено в табл. 7.6.

Технологии отечественных НПЗ относятся к 50-ым годам и безнадежно устарели. Сроки службы оборудования большинства нефтезаводов в 2,0–2,8 раза превышают установленные нормы, амортизация превышает 80%. В СССР в нефтеперерабатывающей промышленности в основном вводились мощности по первичной переработке нефти, доля вторичных процессов была низкой. За последние 10 лет радикальных изменений в нефтеперерабатывающей промышленности не произошло.

7.3. Динамика производства, потребления и качественных характеристик нефтепродуктов

В период 1991–2005 гг. производство и потребление нефтепродуктов заметно снизилось. Причины падения, особенно в период 1991–1999 гг., известны: системный экономический кризис, вызвавший сокращение покупательной способности потребителей и, тем самым, «сжатие» спроса; распад СССР, который привел к нарушению сложившихся экономических связей; изменение продуктовой и региональной структуры экспорта.

В наибольшей степени это коснулось производства и потребления автобензинов (табл. 7.7). Рост производства автобензинов начался в 2000 г.

Таблица 7.7

Производство, потребление, экспорт и импорт автобензинов в России в 1991–2005 гг. (млн т) [235, 339, 340]

Показатели	Годы									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Производство	38,5	35,1	30,2	27,0	28,1	26,6	27,1	25,8	26,4	27,1
Импорт	0,9	0,1	0,1	0,1	1,0	1,3	2,8	1,5	0,4	0,1
Экспорт	7,5	3,7	2,5	2,0	2,4	3,5	4,5	2,7	1,7	4,2
Потребление	32,6	31,7	28,1	26,7	26,5	24,9	25,9	24,9	24,7	23,2
Потребление на душу, кг	220	214	190	180	179	169	173	161	162	162

Продолжение таблицы 7.7

Показатели	Годы				
	2001	2002	2003	2004	2005
Производство	27,7	29,1	29,3	30,5	32,0
Импорт	0,1	0,1	0,1	0,4	0,3
Экспорт	3,2	4,9	3,9	4,3	5,1
Потребление	24,2	24,3	24,4	25,8	26,0
Потребление на душу, кг	160	168	169	178	180

По состоянию на начало XXI века именно российские бензины остаются одним из наиболее отстающих от мирового уровня видов нефтепродуктов. По выработке и потреблению на душу населения автобензинов России отстает от США в 7,2 раза, западноевропейских стран – в 2,0 раза, Японии – почти в 2 раза. Выход автобензинов по отношению к объему переработанной нефти в 2–3 раза ниже, чем в США и Канаде и в 1,5–2,0 раза уступает показателям нефтепереработки западноевропейских стран.

Хотя в 90-е годы существенно снизилось производство автобензина, однако в структуре выпуска автобензина произошли определенные позитивные сдвиги. Изменения структуры производства автобензина в России в период 1993–2003 гг. выглядят следующим образом (табл. 7.8).

Таблица 7.8

Объемы и структура производства автобензина в России в 1993–2005 гг. [235, 339, 390]

Показатели	Годы						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Объем производства, млн т	30,2	27,0	28,1	26,6	27,1	25,8	26,4
в т.ч. А-76, А-80 и ниже, %	84,7	79,7	76,7	73,2	68,8	62,8	58,8
А-91, А-92, АИ-93	15,3	19,5	22,1	25,0	28,7	33,0	35,7
АИ-95 и выше	–	0,8	1,2	1,8	2,5	4,2	4,5

Суммарная доля неэтилированных бензинов, %	29,2	38,0	47,5	53,9	69,0	81,0	89,8
--	------	------	------	------	------	------	------

Продолжение таблицы 7.8

Показатели	Годы					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Объем производства, млн т	27,1	27,7	29,1	29,3	30,5	32,0
в т.ч. А-76, А-80 и ниже, %	56,8	51,1	48,2	47,8	43,6	41,9
А-91,А-92,АИ-93	37,6	41,8	} 51,8	42,7	44,6	45,9
АИ-95 и выше	5,6	7,1		9,5	11,8	12,2
Суммарная доля неэтилированных бензинов, %	92,0	99,5	99,5	99,6	99,7	99,8

В 1996 г. был снят с производства низкооктановый бензин А-72. Снизилась доля основного бензина А-76, но возросла – более качественного АИ-93. Начался выпуск высокооктановых бензинов АИ-95 и выше. И что особенно важно, существенно увеличилась доля неэтилированных бензинов. В последние годы уже большинство НПЗ России выпускали только неэтилированные бензины: это – Ачинский, Киришский, Краснодарский, Московский, Рязанский, Волгоградский, Пермский, Туапсинский, Уфимский, Новоуфимский, Ухтинский, Ярославский, Салаватский, Самарский, Новокуйбышевский, Сызранский, Саратовский НПЗ: заводы Уфанефтехим, НОРСИ и Астраханский ГПЗ. На 15 предприятиях отрасли выпускались как этилированный, так и неэтилированный бензин: на Краснодарском – 98,3%, Орском – 68,2%, Ангарском – 66,6%, Омском – 44%, Хабаровском – 38,7% бензина выпускалось в виде неэтилированного бензина. Большой ущерб общероссийскому фонду и региональным потребителям принесла выработка в 2000 г. этилированных бензинов на Ангарском НХК, а также Орском, Омском, Хабаровском и Комсомольском НПЗ, не говоря уже о мини-НПЗ, которые только этилированные бензины и производят.

Естественно, что положительной эту картину можно назвать условно, и то лишь относительно динамики показателей отечественной переработки. Если сравнить с качественными характеристиками автобензинов, выпускаемых зарубежными НПЗ, а также с колоссальными усилиями по улучшению качества автобензинов, предпринимаемыми в развитых странах, то окажется, что российская нефтепереработка далеко отстала в деле повышения качества автобензинов в соответствии с ужесточающимися требованиями к охране окружающей среды.

В США уже давно прекращено производство неэтилированного бензина и с 1995 г. выпускается примерно 20–25% т.н. реформулированного бензина, соответствующего жестким характеристикам природоохранных органов. По пути США следует Канада. В западноевропейских странах и Японии перешли на выпуск высокооктанового неэтилированного бензина. Нефтеперерабатывающая промышленность России не готова к выпуску реформулированных бензинов в серийном крупнотоннажном производстве.

До 1993 г. качество российских нефтепродуктов не уступало зарубежному. В США, западноевропейских странах, Японии, некоторых государствах Юго-Восточной Азии были приняты законодательные акты, регулирующие качество нефтепродуктов. Россия со своим еще достаточно большим производством этилированного бензина осталась в стороне от мировых тенденций.

Технические требования на наиболее массовые отечественные бензины А-76, АИ-93 (ГОСТ 2084) и АИ-92 (ТУ 38.001165) не отвечали международным стандартам по содержанию свинца (для этилированных бензинов), массовой доле серы, отсутствию регламентации содержания бензола и моющих присадок. Введенный в действие с начала 1999 г. новый стандарт на бензины (ГОСТ Р-51105-97) предусматривает производство бензинов 5 классов испаряемости и более жесткими ограничениями на содержание загрязняющих веществ. Сравнение старых и новых стандартов на отечественные бензины и сопоставление их с качественными характеристиками европейских бензинов приведено в

табл.7.9.

Производство и применение автомобильных бензинов по ГОСТ Р-51105-97 позволяют обеспечить выполнение норм токсичности отработавших газов Евро-2, которые действовали в Европе до 2000 г. и введены в России для новых автомобилей.

Таблица 7.9

Сравнение требований к экологическим показателям бензина [87]

Показатели	Отечественные			Зарубежные		
	Действовавшие		С 1.1.1999 г Нормаль- 80, Регуляр-91, Премиум-95, супер-98	Действо- вавшие	Перспективные	
	А-76, АИ-93	АИ-92, АИ98			С 1.1.2000 г.	Предложени е европейских автомобильн ых компаний
Содержание свинца, г/дм ³ , не более	0,15	0,013	0,010	0,005	0,005	–
Массовая доля серы, % не более	0,10	0,05	0,05	0,10	0,02	0,003
то же, ppm	1000	500	500	1000	200	30
Объемная доля бензола, % не более	не регл.	не регл.	5	5	2	1
Объемная доля ароматических соединений, % не более	не регл.	не регл.	не регл.	45	45	35
Давление насыщенных паров, кПа не более	66,7	80	70, 80, 90, 95, 100 (5 классов)	70, 70, 80, 90, 90, 95, 100 (7 классов)	60	60

Организация производства автобензинов, отвечающих европейским требованиям, предусматривает использование в России международных методов оценки их качества. Поэтому в ГОСТ Р-51105-97, наряду с отечественными методами испытаний, включены методы ISO, ASTM и EN.

В компонентном составе бензинового фонда России преобладают бензины каталитического риформинга, низкой является доля изомеризатов, алкилата и бензина каталитического крекинга, практически отсутствуют кислородсодержащие добавки.

В 2002 г. введен ГОСТ Р 51866-2002 на бензин Премиум Евро-95, в котором содержание серы установлено на уровне 150 ppm, бензола – не более 1%, ароматических углеводородов – не более 42%, а содержание свинца – не более 5 мг/л. Эти показатели соответствуют директиве ЕС по Евро-3. Но не стоит забывать, что директива ЕС 98/70/ЕС (Евро-4) предусматривает, что с 2005 г. в автобензине серы не должно быть более 50 ppm, ароматики – не более 35%, бензола – не более 1 %, а директива 98/70/ЕС (Евро-5) предусматривает снижение содержания серы до 10 ppm [391].

Наиболее критичными проблемами снижения токсичности автомобилей является наличие в автобензине металлосодержащих добавок и высокое содержание серы. Если же взять фактическое положение дел на бензоколонках, то здесь ситуация следующая: значительная часть продаваемых на них бензинов некондиционная, полученная смешением прямогонного бензина с качественным бензином или с антиденационными добавками, вызывающими ухудшение работы двигателя и его выход из строя, не говоря уже об экологии.

Следует отметить, что привлечение в состав бензинового фонда низкооктановых прямогонных бензинов, предназначенных для нефтехимической промышленности, привлекает участников топливного рынка в связи с тем, что на прямогонный бензин величина акциза равна нулю. Предлагается установить на этот продукт акциз, но тогда он может оказаться «не по зубам» нефтехимическим предприятиям.

Преобладание в составе отечественных товарных автобензинов бензинов каталитического риформинга создает проблемы с обеспечением норм содержания бензола и ароматических углеводородов, а также фракционного состава.

В отечественных спецификациях норма содержания бензола – не более 5 об.%, а в комплексе методов квалификационной оценки нормы содержания ароматических углеводородов – не более 55 об.%, олефиновых углеводородов – не более 20 об.%. Для достижения приемлемых качественных и экологических характеристик отечественных бензинов должно быть полностью исключено производство этилированных бензинов, дорожное октановое число поднято с 83–85 до 90–92, содержание ароматики снижено с 45–55% до 25–35%, в т.ч. бензола с 3–5% до 0,8–1,0%, содержание серы с 0,05% до 0,001%, а наличие кислорода увеличено с 0–0,2% до 2,0–2,5%.

Отметим весьма характерную для российского бензинового рынка тенденцию, а именно, постоянный рост спроса на высокооктановые бензины (табл. 7.10).

Таблица 7.10

Структура потребления автобензинов в России в 2002–2005 гг. [390]

Бензины	2002 г.		2003 г.		2004 г.		2005 г.	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
АИ-76 (80)	11,9	46,3	11,4	44,2	10,4	40,0	9,1	34,5
АИ-92	11,5	44,7	11,6	45,0	12,2	46,9	13,5	51,1
АИ-95(96 и выше)	2,3	9,0	2,8	10,8	3,4	13,1	3,8	14,4
Всего	25,7	100,0	25,8	100,0	26,0	100,0	26,4	100,0

По прогнозу в 2010 г. внутренний спрос составит 30 млн т, в т.ч. АИ-76 (80) составит 26,7%, АИ-92 – 53,3%, АИ-95 и выше – 20%, иначе говоря, тенденция роста спроса на высокооктановые бензины продолжится [390].

Согласно прогнозу на 2015 г. количество автомобилей в России с 38,6 млн ед. (в т.ч. 15,4 млн иномарок) в 2005 г. возрастет до 47,2 млн ед. (в т.ч. 24,1 млн иномарок). Это потребует увеличения потребления бензинов до 37 млн т. Структура потребления автобензинов на 2015 г. прогнозируется следующая: бензина по стандарту Евро-3 – 6,1–7,3 млн т, Евро-4 – 15,3–18,0 млн т, Евро-5 – 9,2–11,0 млн т [392].

Улучшение качества автобензинов сможет обеспечить экономичность автотранспорта: за счет увеличения степени сжатия с 7,0 до 10,0 (потребуется переход с А-76 на АИ-98), мощность двигателя возрастет с 16,7 квт/л до 18,4 квт/л, а расход бензина снизится с 5,2 л/100 км до 4,1 л/100 км [393].

В России в ближайшее время решение проблемы увеличения производства высокооктановых неэтилированных бензинов и повышения их качества наряду с разработкой эффективных технологий глубокой гидроочистки прямогонных фракций для процессов каталитического крекинга, термокрекинга, совершенствованием процесса каталитического риформинга, в первую очередь, процесса с непрерывной регенерацией катализатора, необходима реализация технологических процессов изомеризации бензиновых фракций, алкилирования изобутана в реакторах с твердым катализатором, производства метилтретбутилового (МТБЭ) и диизопропилового (ДИПЭ) эфиров, гидрофайнинга и этерификации бензина каталитического крекинга.

С целью стимулирования производства высокооктановых неэтилированных бензинов рекомендовано устанавливать дифференцированные акцизные ставки на бензин. Эти ставки должны быть ниже, чем для этилированных бензинов; при дифференцированных акцизах удастся сформировать на рынке целую систему цен на автомобильные бензины, которая позволит создать условия для стимулирования производства неэтилированных бензинов, сохранить общую сумму акциза и других налогов, поступающих в бюджеты различных уровней, обеспечить хозрасчетные интересы поставщиков и стабилизацию расходов у потребителей.

Весьма близкая картина наблюдается в отношении дизельного топлива. В связи с падением объема переработки и сокращением спроса уменьшился выпуск дизельного топлива (табл. 7.11).

По показателю выработки дизельного топлива на душу населения Россия отстает от уровня индустриально развитых стран в 1,5–2,0 раза, а по уровню среднедушевого

потребления – в 3–4 раза.

Ассортиментно-качественная структура производства дизельных топлив в России представлена в табл. 7.12.

Таблица 7.11

Производство, потребление, экспорт и импорт дизельных топлив в России в 1991–2005 гг. (млнт) [235, 339, 340]

Показатели	Годы								
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Производство	71,3	64,3	56,7	47,0	47,3	46,7	47,3	44,9	46,9
Импорт	0,3	0,8	0,9	1,1	1,1	0,0	1,8	1,2	0,2
Экспорт	17,8	15,0	13,9	14,4	20,0	20,8	20,4	19,6	20,1
Потребление	53,2	49,6	44,7	35,1	28,9	28,2	28,7	27,0	26,7
Потребление на душу, кг	358	334	302	237	195	191	194	178	159

Продолжение таблицы 7.11

Показатели	Годы					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Производство	49,2	50,0	52,4	53,7	55,0	55,4
Импорт	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Экспорт	25,6	26,8	27,5	30,8	29,5	28,7
Потребление	23,6	23,0	24,9	23,0	25,6	25,7
Потребление на душу, кг	173	176	170	159	176	178

Таблица 7.12

Структура производства дизельных топлив в России в 1991–2005 гг. [235, 339, 340]

Показатели	1991	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2004	2005
Доля низко-застывающих марок, %	14,5	13,4	13,5	12,2	12,1	12,2	12,9	14,2	13,0	13,1	н.д.
Доля топлив с содержанием серы меньше 0,05%	–	–	2,6	6,4	9,3	7,0	6,6	8,0	12,8	14,9	н.д.

н.д. – нет данных

В России значительная часть дизельного топлива выпускается с содержанием серы 0,2%, а доля малосернистого топлива (меньше 0,05%) невелика.

Нелишне заметить, что в США с октября 1994 г., в западноевропейских странах с октября 1996 г., а в Японии с конца 1997 г. запрещено использовать дизельное топливо с содержанием серы свыше 0,05%.

Экологически чистые дизельные топлива с содержанием серы 0,1% и 0,05% вес. вырабатываются на Московском, Омском, Сызранском, Самарском, Орском, Салаватском, Краснодарском, им. Менделеева (г. Ярославль), Пермском, Киришском и Ярославском НПЗ. До сих пор не созданы экономические механизмы, направленные на стимулирование увеличения объемов производства экологически более приемлемых дизельных топлив. По аналогии с неэтилированными бензинами для стимулирования производства более качественных дизельных топлив целесообразно ввести дифференцированные ставки акцизов в зависимости от содержания серы.

В ближайшей и среднесрочной перспективе важнейшей технологической целью в комплексе улучшаемых свойств дизельных топлив является существенное снижение содержания в них серы, повышение цетановых характеристик, уменьшение содержания ароматики. В Европе уже установлен норматив содержания серы в дизельном топливе (0,035%), а в таких странах как Финляндия и Англия этот норматив еще жестче (0,005%), а в Швеции – 0,001%.

Сравнение российских и европейских требований к качеству дизельного топлива представлено в табл. 7.13.

В России для получения стандартного дизельного топлива действуют установки гидроочистки, рассчитанные на устаревшие нормативы по содержанию серы и не рассчитанные на деароматизацию топлива. Новые требования к качеству дизельных топлив

выдвигают задачу перехода от процесса обычной гидроочистки к процессам гидрооблагораживания и гидрокрекинга. В России действует только одна установка гидрокрекинга на АО «Уфанефтехим» мощностью по сырью 1 млн т/год, что явно недостаточно. Внедрение на российских НПЗ новых технологических систем гидрокрекинга позволяет значительно увеличить производство бессернистых деароматизированных дизельных топлив.

Таблица 7.13

Российские и европейские нормативные требования к дизельному топливу [391]

Марки	Нормативный документ	Содержание серы, ppm	Полиароматика, % масс.	Цетановое число
Отечественные:				
Летнее, зимнее дизтопливо	ГОСТ 305-82 (с 1982 г.)	2000–5000	не норм.	45
—>—	ТУ 38.401-58-170-96 (с 1996 г.)	500–1000	не норм.	45–49
—>—	ТУ 38.101-348-99 (с 1999 г.)	350–1000	не норм.	45
—>—	ТУ 38.401-57-296-2001 (с 2001 г.)	не более 350	11	51
Европейские:				
	Директива			
Евро-3	98/70/ЕС 2000 г.	не более 350	11	51
Евро-4	98/70/ЕС 2005 г.	не более 50	11	51
Евро-5	98/70/ЕС 2011 г.	не более 10	11	51

Для производства зимнего и арктического дизельных топлив в России используют метод облегчения фракционного состава топлив и устаревший метод карбамидной депарафинизации. Лишь на отдельных заводах (Ярославском, Киришском) используют мировой опыт применения депрессорных присадок, в частности, при компаундировании компонентов облегченного летнего дизельного топлива и авиакеросина. Важнейшим достижением последних лет в технологии производства бессернистых высокоцетановых низкозастывающих дизельных топлив является создание промышленного процесса с катализатором, обеспечивающим наряду с удалением гетероциклических и ароматических углеводородов селективную гидроизомеризацию норм, парафинов. Такую технологию необходимо внедрять в России.

Отметим, что низкое качество дизельного топлива вынуждает продавать его на экспорт не по цене дизельного топлива, сложившейся в Европе, а по цене исходного сырья, используемого для производства дизельного топлива, а, именно, по цене газойля. Это на руку европейским производителям дизельного топлива, поскольку купив российское дизельное топливо по цене газойля, они перерабатывают его в дизельное топливо по регламенту Евро-4 и продают местным потребителям.

Не учитывается еще такой аспект, как усиленная дизелизация европейского автопарка. В европейских странах все больше автомобилей производится с дизельным двигателем. Отечественные покупатели готовы покупать экономичные дизельные машины, но выпускаемое в России дизельное топливо для них не подходит. Недавно компания ЛУКОЙЛ на НПЗ «Пермнефтеоргсинтез» стала выпускать дизельное топливо европейского класса, но вынуждена была большую часть его отправлять на экспорт в Финляндию, поскольку не нашла в России необходимого количества потребителей [392].

В период 1991–2005 гг. производство топлив для реактивных двигателей (авиакеросина) сократилось в 2 раза. По уровню потребления авиакеросина Россия в настоящее время отстает от США в 7 раз, Канады и Англии – в 4 раза, от западноевропейских стран и Японии – в 2 раза (табл. 7.14).

Таблица 7.14

Производство, потребление, экспорт и импорт авиакеросина в России в период 1991–2005 гг. (млн т) [235, 339, 340]

Показатели	Годы														
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2004	2005	
Производство	14,4	13,7	11,3	9,3	9,0	8,6	8,3	7,1	7,2	6,5	7,0	7,2	7,7	8,1	
Импорт	–	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Экспорт	–	0,1	0,1	0,2	0,7	1,3	1,2	1,6	1,3	1,0	0,9	0,9	н.д.	н.д.
Потребление	14,4	13,7	11,3	9,3	8,4	7,4	7,1	6,2	6,0	5,7	6,0	6,3	6,7	7,1
Потребление на душу, кг	97	92	76	63	57	50	49	38	41	41	43	44	46	49

н.д. – нет данных

Следует отметить, что в нефтеперерабатывающей промышленности нет более ответственных по потребительским свойствам продуктов, чем топлива для реактивных двигателей гражданской и военной авиации. Между тем качество российских авиакеросинов, которое еще 10 лет назад соответствовало уровню лучших мировых образцов и даже превосходило их, в силу в основном экономических причин, ухудшилось. Это связано с тем, что из-за слабой платежеспособности российских авиакомпаний наибольшим спросом пользуется более дешевое, но менее качественное топливо ТС-1, а потребление более качественного топлива РТ уменьшается.

Российское топливо РТ, получаемое гидроочисткой прямогонных керосиновых фракций и содержащее пакет необходимых присадок, находится пока еще на уровне международных стандартов качества и пользуется спросом в западноевропейских странах.

Доводка эксплуатационных и экологических свойств реактивных топлив до уровня мировых стандартов потребует увеличения температуры вспышки с 30°C до 38°C, снижения содержания серы с 0,1% до 0,003%, уменьшения содержания ароматики с 22% до не более 18%, в т.ч. бициклической ароматики – с 1,5% до 0,5%.

Для этого должны быть введены в эксплуатацию технологические процессы гидрооблагораживания и гидроизомеризации керосиновых фракций; гидродеароматизации, обессеривания и деазотирования газойлей; гидрокрекинга газойлей с дооборудованием для полной конверсии системой удаления твердой многоядерной ароматики. Российским НПЗ следует учесть опыт зарубежных фирм по использованию технологии гидрокрекинга, позволяющей производить качественные дизельные и реактивные топлива при одновременном увеличении глубины переработки нефти.

В производстве котельных топлив (топочных мазутов) в России, за исключением применения на ряде НПЗ специального «мазутного» процесса (висбрекинга) и замедленного коксования, формирование мазутной составляющей происходит на базе остаточных продуктов получения моторных топлив, масел и битумов. По уровню производства и потребления на душу населения Россия «опережает» все остальные страны, включая США. Однако это является лишь свидетельством того факта, что в 2001 г. выход мазута по отношению к переработанной нефти в России составляет 30,1%, в США – 5,3%, Канаде – 7,5%, западноевропейских странах – 12–13%, Японии – 16,6%.

Данные о производстве, потреблении, импорте и экспорте мазутов в России в период 1991–2005 гг. приведен в табл. 7.15.

Таблица 7.15

Производство, потребление, экспорт и импорт мазутов в России в период 1990–2005 гг. (млн т) [235, 339, 340]

Показатели	1990 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.
Производство	100,2	76,4	66,3	58,5	57,6	62,2	55,3	54,5
Импорт	–	–	4,2	1,2	0,4	1,0	0,8	0,3
Экспорт	23,0	17,9	22,6	19,2	20,0	21,9	17,9	20,5
Потребление	76,8	57,7	47,7	40,2	38,2	42,5	38,8	35,0
Потребление на душу, кг	519	389	322	271	259	218	201	182

Продолжение таблицы 7.15

Показатели	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Производство	54,1	56,3	56,9	57,3	55,9	53,3
Импорт	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Экспорт	26,8	30,4	34,7	34,7	35,5	34,5
Потребление	28,2	26,5	22,0	22,8	20,4	21,5
Потребление на душу, кг	158	154	150	156	141	149

За последнее десятилетие производство мазута сократилось вдвое, потребление на

внутреннем рынке – более чем втрое, но экспорт вырос более чем на 40% и в настоящее время составляет более 60% от объема производства. Эксперты считают, что российские нефтепереработчики, отправляя на экспорт более 30 млн т в год мазута, сами того не желая, субсидируют экономику стран-импортеров, которые перерабатывают это сырье, наращивают собственный внутренний валовый продукт и создают у себя дополнительные рабочие места.

Российское котельное топливо является высокосернистым. Доля малосернистого мазута в общем объеме производства топочного мазута на НПЗ России в 2001 г. составила 8,8%. Основная же часть мазута выпускается в России с содержанием серы 2–3% и выше, в то время как в большинстве развитых стран требуют, чтобы содержание серы в котельном топливе не превышало 1%.

По мнению зарубежных экспертов в российской нефтепереработке имеются устаревшие и явно избыточные мощности по первичной переработке, не хватает мощностей конверсионных процессов, производится продукция низкого качества.

Загрузка мощностей вторичных процессов, влияющих, в частности, на выход котельных топлив, на начало 2002 г. составляла в среднем по российским НПЗ 60%. Мощности процессов термического крекинга и висбрекинга за последние 5 лет возросли с 13,4 млн т/год до 14,6 млн т/год, т.е. всего на 9%, а загрузка этих специализированных «мазутных» процессов составила 59,7%. Мощности процесса замедленного коксования за этот период возросли с 5,7 млн т/год до 8,7 млн т/год, т.е. более чем в 1,5 раза, но степень их загрузки не превысила 60%. Низкая степень использования деструктивных процессов и отсутствие процесса непосредственного облагораживания дистиллятов и остатков может привести к трудностям в сбыте сернистых котельных топлив, т.е. к затовариванию мазутов. В этой связи для российской нефтепереработки приоритетной является задача углубления переработки и повышения качества нефтепродуктов за счет создания комплексов каталитического крекинга вакуумного газойля, газойлей коксования и висбрекинга, а в перспективе – нефтяных остатков.

В России мазут используется в электроэнергетике, коммунальном хозяйстве, в различных отраслях промышленности, на транспорте. Однако потребность в мазуте в качестве котельного топлива уменьшается. Такая же тенденция действует за пределами России.

Основными экспортными рынками российского мазута являются рынки Северо-Западной Европы – 74%, Азии – 15% (в основном, Сингапур) и средиземноморских стран – 11%. В связи с общим снижением спроса на мазут в мире, России в лучшем случае можно будет рассчитывать на сохранение достигнутых уровней экспорта. Сохранится спрос на мазут в Италии, будет расти в АТР. Европейские импортеры мазута, приобретающие этот продукт для выделения из него легких фракций, будут стремиться к подписанию долгосрочных контрактов по заниженным ценам [394].

Резюмируя раздел о производстве нефтепродуктов, приведем данные об изменении структуры производства нефтепродуктов за последние 10 лет (табл. 7.16).

Таблица 7.16

Производственная структура нефтепереработки России в период 1955–2005 гг. (%) [385]

Виды продукции	1995 г.	2005 г.
Автобензин	16,5	15,7
Дизельное топливо	27,8	29,0
Керосин	5,2	4,0
Мазут топочный	38,2	27,7
Смазочные масла	1,3	1,5
Нефтебитум	2,4	2,0
Кокс	0,5	0,6
Прочие	4,1	13,7
Внутреннее потребление и потери	4,0	5,8

Положительной тенденцией можно считать снижение доли топочного мазута, но его выработка продолжает оставаться большой и не соответствует общемировым показателям.

С целью повышения технического уровня нефтеперерабатывающей промышленности России и для улучшения качества нефтепродуктов Правительством была утверждена (1996 г.) целевая программа «Топливо и энергия» с подпрограммой «Реконструкция и модернизация предприятий нефтеперерабатывающей промышленности на 1996–2000 гг. и до 2010 г.» Она предусматривала:

- повышение глубины переработки нефти до 73–75% к 2000 г. и до 82–85% к 2010 г.;
- улучшение качества нефтепродуктов;
- снижение отрицательного воздействия отрасли и ее продукции на окружающую среду; ресурсосбережение.

Для реализации программы рекомендовалось компаниям затратить порядка 10 млрд долл. Однако не все нефтяные компании учли рекомендации программы: число запланированных к реконструкции действующих и предполагаемых к вводу новых установок почти на порядок было ниже тех, которые были учтены в составе программы. Программа неоднократно пересматривалась и корректировалась с учетом фактического выполнения, а также была пролонгирована на период до 2020 г.

Тем не менее к 2005 г. удалось повысить глубину переработки на ряде НПЗ: Уфимском НПЗ – до 79,1%), Пермнефтеоргсинтез – до 84,2%, Волгограднефтепереработка – до 82,1%, Омском НПЗ – до 84,5%, Салаватнефтеоргсинтез и Ангарском НПЗ – до 73,3%, а также повысить качество нефтепродуктов и на отдельных заводах перейти к выпуску моторных топлив, соответствующих мировым стандартам [385].

Медленная реализация программ по совершенствованию НПЗ связана, в том числе, с недооценкой руководством вертикально интегрированных компаний роли нефтепереработки для развития нефтяных компаний в целом.

Опыт ведущих транснациональных компаний показывает, что именно нефтепереработка является ведущим звеном ВИНК и именно от степени развития нефтепереработки зависит эффективность работы той или иной компании [395]. Автор полностью разделяет эту точку зрения и добавляет сюда еще нефтехимическое крыло нефтегазовых компаний [396].

Однако до последнего времени нефтяные компании особенно не стремились проводить активную модернизацию своих НПЗ, фактически лишенных своей самостоятельности и сидящих на жестких процессинговых схемах (90% сырья поставляются на НПЗ по т.н. давальческим схемам). Ряд НПЗ получали средства на модернизацию по остаточному принципу.

Ситуация с развитием нефтепереработки в составе ВИНК вызывает тревогу и некоторые эксперты уже ставят вопрос: вертикальная интеграция отмирает? А также рекомендуют разделить ВИНК на два производственно-замкнутых бизнес-направления – «добыча и реализация нефти» и «производство и реализация нефтепродуктов» [397].

Энергетической стратегией России намечен рост объемов переработки нефти до 190–200 млн т к 2010 г. (уровень уже превзойден в 2005 г.) и до 190–215 млн т в 2020 г. При этом к 2010 г. глубина переработки должна достигнуть 75%, а к 2020 г. – 80–85%. Выпуск моторных топлив (автобензин, дизтопливо, авиакеросин) должен составить 100–110 млн т в 2010 г. и 115–135 млн т в 2020 г.

7.4. Институциональные изменения в нефтеперерабатывающей промышленности России

Как показал выполненный анализ, за прошедшее десятилетие радикальных изменений в технологической структуре нефтеперерабатывающей промышленности России не произошло. Зато произошли громадные институциональные изменения. Если в начале 90-х годов все российские НПЗ находились в ведении Министерства нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, т.е. на сто процентов в государственной собственности, то к концу 90-х годов стремительно осуществляемая приватизация привела к переходу нефтеперерабатывающей отрасли в распоряжение вертикально интегрированных нефтяных

компаний.

В 2001 г. время корпоративная структура нефтеперерабатывающих мощностей и распределение объемов переработки нефти по нефтяным компаниям выглядел следующим образом (табл. 7.17).

Таблица 7.17

Распределение мощностей по первичной переработке и объемов переработки нефти в России на начало 2001 г. [398]

№№ п/п	Компания, НПЗ	Профиль предприятия*	Мощность		Объем переработки	
			млн т/год	%	млнт	%
1	2	3	4	5	6	7
	ЮКОС, всего		48,9		29,4	16,9
1	в т.ч. Ангарский НХК	Т+М+НХ	19,2		7,7	
2	Новокуйбышевский НПЗ	Т+М+НХ	9,5	17,9	7,5	
3	Самарский НПЗ	Т	7,0		4,9	
4	Сызранский НПЗ	Т	6,7		4,2	
5	Ачинский НПЗ	Т	6,5		5,1	
	Башнефтехим, всего		35,9		19,4	11,2
6	в т.ч. Ново-Уфимский НПЗ		14,7	13,1	6,9	
7	Уфимекий НПЗ	Т+М+НХ	11,7		6,0	
8	Уфанефтехим		9,5		6,5	
	ЛУКОЙЛ, всего		28,1		23,2	13,3
9	в т.ч. Пермьнефтеоргсинтез	Т+М+НХ	12,0		11,1	
10	Волгограднефтепереработка	Т+М	9,9		8,5	
11	Ухтанефтепереработка	Т	6,2		3,6	
	Тюменская нефтяная компания, всего		94,6		15,9	9,2
12		Т+М+НХ	180	9,0	11,6	
14	в т.ч. Рязанский НПЗ				4,3	
	Орскнефтеоргсинтез					
	Сибнефть, всего		19,5	7,0	12,5	7,2
14	Омский НПЗ	Т+М+НХ	19,5		12,5	
	Сургутнефтегаз, всего		17,3		16,0	9,2
15	Киришинефтеоргсинтез	Т+НХ	17,3		16,0	
	НОРСИОЙЛ, всего		15,0		3,7	2,1
16	Нижегородский НПЗ	Т+М+НХ	15,0	5,5	3,7	
	Славнефть, всего		14,5		10,8	6,2
17	в т.ч. Ярославльнефтеоргсинтез	Т+М+НХ	14,0	5,3	10,6	
18	Ярославский НПЗ им. Менделеева	Т+М	0,5		0,2	
	Центральная топливная компания		12,2		9,3	5,4
19	Московский НПЗ	Т+НХ	12,2		9,3	
	Башнефть		11,7	4,3	5,3	3,0
20	Салаватнефтеоргсинтез	Т+НХ	11,7		5,3	
	Роснефть, всего		9,9		7,2	4,1
21	в т.ч. Комсомольский НПЗ	Т	5,8	3,6	3,7	
22	Туапсинский НПЗ	Т	4,1		3,5	
	СИДАНКО		7,1	2,6	3,7	2,1
23	Саратовский НПЗ	Т	7,1		3,7	
	Татнефть		5,6		5,5	3,2
24	Нижекамский НПЗ	Т+НХ	5,6		5,5	
	Группа Альянс		4,7	1,7	2,6	1,5
25	Хабаровский НПЗ	Т	4,7		2,6	
	Краснодарэконнефть		3,0	1,1	1,2	0,7
26	Краснодарский НПЗ	Т	3,0		1,2	
	НПП Профит		1,4	0,5	0,1	0,1
27	Афипский НПЗ	Т	1,4		0,1	
	Газпром, мини-НПЗ		13,7	5,0	8,0	4,6
	Всего		273,1	100	173,8	100

* Т – НПЗ с топливной схемой; М – имеют производство масел; НХ – имеют нефтехимические производства

Большинство российских НПЗ, входящих в состав вертикально интегрированных

компаний, которые сбалансированы по объемам добычи и переработки нефти, имеют стабильное обеспечение сырьем от головной компании. В ряде случаев вертикально интегрированные компании покупают часть необходимой для переработки нефти у других компаний или независимых недропользователей. Это относится к обеспечению нефтью Рязанского, Туапсинского, Комсомольского, Омского, Ярославского, Нижнекамского, Московского НПЗ, а также НПЗ Уфимской группы и Салаватского НПЗ. Обеспечение Орского НПЗ частично осуществляется за счет поставок нефти из Казахстана.

Считать корпоративную структуру нефтеперерабатывающей промышленности России относительно постоянной преждевременно. Сравнительно недавно компания НОРСИ перешла под контроль ЛУКОЙЛа, государственная российско-белорусская компания Славнефть перешла под контроль консорциума ТНК и Сибнефти, а Сибнефть, в свою очередь, под контроль Газпрома. Возможны и другие слияния компаний, образование альянсов, союзов компаний, приобретение активов одних компаний другими. Процесс конституциональной перестройки российской нефтеперерабатывающей промышленности продолжается.

Структура переработки нефти по компаниям представлена в табл. 7.18.

Таблица 7.18

Структура переработки нефти по компаниям в 2004–2005 гг. [340]

Компании	2004 г.		2005 г.	
	млн т	%	млн т	%
ЛУКОЙЛ	35,25	18,2	36,99	17,9
ЮКОС	31,54	16,3	32,30	15,6
ТНК-ВР	20,18	10,4	23,07	11,1
Сургутнефтегаз	15,97	8,2	18,28	8,8
Сибнефть	14,31	7,4	14,50	7,0
Славнефть	12,43	6,4	12,79	6,2
Роснефть	9,35	4,8	10,46	5,1
Московский НПЗ	9,40	4,8	9,35	4,5
Башнефтехим	18,31	9,4	19,14	9,3
Салаватнефтеоргсинтез	6,26	3,3	7,12	3,4
Нижнекамский НПЗ	6,44	3,2	6,61	3,2
Газпром	5,33	2,8	5,51	2,7
Мини-НПЗ	3,90	2,0	4,08	2,0
Группа Альянс	2,90	1,5	3,06	1,5
Другие	2,56	1,3	3,47	1,7
Всего	194,13	100,0	206,73	100,0

Выявились лидеры в нефтепереработке России, однако происходящие институциональные изменения могут привести к заметному изменению структуры переработки по компаниям.

7.5. Нефтеперерабатывающий сектор нефтегазовых компаний

ЮКОС. Название компании происходит частично от «Куйбышевнефтеоргсинтез», объединения, включавшего в свой состав Куйбышевский (Самарский), Новокуйбышевский и Сызранский НПЗ, и вошедшего в состав вертикально интегрированной компании ЮКОС.

В г. Самара работает Куйбышевский (Самарский) НПЗ, построенный в годы Второй мировой войны. Мощность завода – 7,0 млн т/год. Нефть на завод поступает из Западной Сибири и Татарстана. Работают установки каталитического крекинга с шариковым катализатором (2 шт.), термического крекинга, каталитического риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки (2 шт.), гидроочистки дизельного топлива. Отношение мощностей установок вторичных процессов к мощности по первичной переработке нефти на начало 2001 г. – 73,9%.

Завод имеет топливное направление. В последние годы на заводе введена на заводе установка ЭЛОУ-АВТ мощностью 3,5 млн т/год. Предполагался ввод установки каталитического крекинга мощностью 1 млн т/год, однако из-за отсутствия финансирования

проект не реализован..

Новокуйбышевский НПЗ, расположенный недалеко от Самары, был введен в эксплуатацию в 1951 г. Мощность по первичной переработке нефти 9,5 млн т/год. Нефть поступает из Западной Сибири и с местных промыслов. В состав завода входят установки каталитического крекинга с шариковым катализатором, термического крекинга, замедленного коксования, риформинга с гидроочисткой бензина (2 шт.), производства масел, парафинов. Удельный вес вторичных процессов к мощности по первичной переработке – 74,8%. На заводе выпускается широкий набор моторных топлив, масел, мазутов, ароматических углеводородов, кокса и др. продуктов. На заводе предусмотрено создание комплекса каталитического крекинга, реконструкция установки Парекс с переводом ее на процесс легкого гидрокрекинга, строительство установки изомеризации легкой нефти. Из-за недостатка финансирования модернизация завода задерживается.

Сызранский НПЗ расположен в г. Сызрань. Мощность по прямой перегонке нефти 6,7 млн т/год. Снабжение нефтью с месторождений Поволжья. На заводе функционируют установки каталитического крекинга с шариковым катализатором (2 шт.), термического крекинга, риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки (4 шт.), гидроочистки дизельного топлива, Парекс и алкилирования, а также производство битума. Удельный вес вторичных процессов по отношению к мощности по первичной переработке нефти на начало 2001 г. – 101,4%. Завод имеет топливное направление. Ближайшей задачей является реконструкция установок каталитического крекинга (перевод на технологию «флюид»), строительство установки изомеризации. В более отдаленной перспективе намечена замена старых блоков первичной перегонки на современную установку ЭЛОУ-АВТ-6 и строительство комплекса по глубокой переработке мазута. По уже упомянутой причине отложены и эти проекты.

Ачинский НПЗ вошел в состав ЮКОСа в 1998 г. Это один из относительно недавно (1983 г.) построенных заводов. Его мощность – 6,5 млн т/год. Обеспечение нефтью с месторождений Западной Сибири. В состав завода входят: комбинированная установка прямой перегонки, установки гидроочистки бензинов, керосина и дизельного топлива, каталитического риформинга, установки газофракционирования и производства битума. Удельный вес вторичных процессов по отношению к мощности по прямой перегонке нефти – 63%. Завод имеет топливное направление. Ведется строительство комбинированного блока производства вакуум-газойля в составе глубоковакуумной дистилляции мазута, замедленного коксования, прокалки кокса. В более отдаленной перспективе планировалось строительство комплекса гидрокрекинга и установки изомеризации, однако этим планам в ближайшее время вряд ли удастся осуществиться.

С 2002 г. в состав компании ЮКОС вошел крупнейший Ангарский нефтехимический комбинат. НПЗ в составе нефтехимического комбината построен в 1955 г. Его мощность по прямой переработке нефти – 19,2 млн т/год. Имеет в своем составе установки: каталитического крекинга с мелкосферическим катализатором, замедленного коксования, каталитического риформинга (2 шт.), гидроочистки бензина и дизельного топлива, производства битума. На заводе действует комбинированная установка, включающая в свой состав блок атмосферной перегонки, установки каталитического крекинга «ортофлю», термокрекинга, газофракционирования. Удельный вес вторичных процессов к мощностям по первичной переработке – 44,4%. На заводе производится широкий набор моторных топлив, мазутов, нефтяных коксов, масел, нефтехимического сырья. Важным этапом модернизации завода является строительство комплекса гидрокрекинга тяжелого вакуум-газойля, установки изомеризации бензина, однако и эти проекты пока не реализованы.

Компания ЮКОС проявила в свое время интерес к нефтеперерабатывающим активам за пределами России. В частности, ею был выкуплен крупный пакет акций Мажейкяйского НПЗ в Литве (у американской компании Williams). Эта сделка вкупе с приобретением пакета акций терминала в Бутинге (Литва) создала возможность для компании улучшить конкурентоспособность своей продукции на европейском рынке за счет приближения

производства нефтепродуктов к потребителю. В настоящее время пакет акций завода в Мажейкяе компанией ЮКОС продан. В состав компании ЮКОС входит также мини-НПЗ в пос. Стрежевой мощностью 0,3 млн т/год. Суммарный объем налоговых требований к компании ЮКОС вынудит ее объявить о своем банкротстве.

Башнефтехим. Компания владеет тремя НПЗ в г. Уфа, образуя наиболее мощный нефтеперерабатывающий комплекс, сосредоточенный в одном пункте. Старейшим из трех заводов является Уфимский НПЗ, построенный в 1938 г. Мощность завода – 11,7 млн т/год. Снабжение нефтью с Туймазинского месторождения и из Западной Сибири. На заводе работают установки термического крекинга (висбрекинга), риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов, гидроочистки дизельного топлива, производства битума, каталитического крекинга (работает с 1995 г.), получения серы по технологии Клауса. Доля вторичных процессов по отношению к мощности по первичной переработке нефти – 83,4%. Основное направление – топливное и нефтехимическое. Важнейшим направлением модернизации завода является создание установки риформинга с непрерывной регенерацией катализатора и установки замедленного коксования.

Ново-Уфимский НПЗ введен в эксплуатацию в 1951 г. Его мощность – 14,7 млн т/год. На заводе функционируют 3 установки каталитического крекинга с шариковым катализатором, установки замедленного коксования, риформинга с блоком очистки бензинов, сернокислотного алкилирования, гидроочистки дизельных топлив, производства битумов и масел. Удельный вес вторичных процессов к мощности по первичной переработке нефти – 69,5%. Направление – топливно-масляное. На заводе намечена и осуществляется программа реконструкции и модернизации. Завершается реконструкция установки каталитического риформинга (перевод на непрерывную регенерацию катализатора и включение в комплекс установки изомеризации легких прямогонных и риформированных бензиновых фракций). Намечено строительство установки сернокислотного алкилирования. Для переработки высокосернистого сырья предусматривается ввод комбинированной технологической системы прямой перегонки (взамен выбывающих), гидроочистки, каталитического риформинга тяжелых бензиновых фракций и изомеризации легкой гидроочищенной нефти, гидрооблагораживания дизельных топлив. В более отдаленной перспективе намечено строительство установки висбрекинга гудрона.

Завод Уфанефтехим построен в 1957 г. Мощность по первичной переработке нефти 9,5 млн т/год. Снабжается нефтью с местных Арланского и Уфимского месторождений и из Западной Сибири. На заводе функционируют установки каталитического крекинга, гидрокрекинга, гидроочистки дизельного топлива, каталитического риформинга с неподвижным слоем катализатора и непрерывной регенерацией катализатора, а также с блоком гидроочистки бензинов, комплекс по производству ароматических углеводородов, битумная установка, производство масел. Доля вторичных процессов по отношению к мощности по первичной переработке нефти составляет 86,2%. На заводе получают широкую гамму нефтепродуктов и нефтехимического сырья. Реконструируется блок по производству ароматических углеводородов с целью увеличения производства целевого продукта – параксилола. Намечено строительство установки смешения, расфасовки и затаривания масел. Прорабатывается проект замены устаревших мощностей по первичной переработке нефти современным блоком ЭЛОУ-АВТ-6.

ЛУКОЙЛ. Пермский НПЗ, построенный в 1957 г., имеет мощность по прямой перегонке нефти 12 млн т/год. Снабжение нефтью – с западносибирских месторождений компании. Вторичные процессы представлены установками каталитического крекинга с шариковым катализатором, термокрекинга, замедленного коксования, риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензина, производства битума, масел, гидроочистки дизельных топлив. Доля вторичных процессов к мощности по первичной переработке нефти – 78,4%. Выпускается широкий набор нефтепродуктов и нефтехимического сырья. После вхождения завода в состав компании ЛУКОЙЛ была развернута интенсивная деятельность по модернизации практически всех установок. Первый

этап модернизации был недавно завершен.

В настоящее время осуществляется второй этап, основой которого является строительство установки гидрокрекинга вакуумного газойля по лицензии американской компании Техасо (T-Star). Установка глубокой переработки мазута на базе процесса гидрокрекинга пущена в эксплуатацию в 2004 г. Перспективным планом развития завода предусмотрена также реконструкция установки каталитического крекинга и каталитического риформинга, строительство установок по производству кислородсодержащей добавки к автобензину, каталитического риформинга и изомеризации легких бензиновых фракций.

Волгоградский НПЗ был построен в 1957 г. и ориентирован на переработку малосернистых нефтей. Мощность завода по первичной переработке нефти – 9,6 млн т/год. На заводе работают установки коксования, термического крекинга, риформинга с неподвижным слоем катализатора с блоком гидроочисток, карбамидной депарафинизации, гидроочистки керосина, Парекс, производства масел. Доля вторичных процессов к мощности по первичной переработке нефти – 51,8%. Основные виды продукции: моторные топлива, печное топливо, мазуты, масла, ароматические углеводороды, кокс, битум. В плане реконструкции завода задумано создать новый технологический комплекс по производству высокооктановых неэтилированных бензинов, включающий установки газофракционирования, стабилизации бензинов, каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора, изомеризации и компаундирования бензинов. Намечен ввод в эксплуатацию установок гидрооблагораживания дизельных фракций, каталитического гидрокрекинга вакуумного газойля с сопряженным производством водорода. В плане значится также модернизация производства масел и присадок.

Ухтинский НПЗ построен в 1933 г. Снабжается нефтью с месторождений Республики Коми. Мощность по первичной переработке нефти – 6,2 млн т/год. Среди вторичных процессов – установки термического крекинга, риформинга, битумное производство. Доля вторичных процессов к мощности по первичной переработке нефти невысока – всего 14,3%. Завод имеет топливное направление. После вхождения завода в компанию ЛУКОЙЛ разработан план развития завода на перспективу, а именно, строительство новой установки ЭЛОУ-АТ, установки гидроочистки и гидродепарафинизации дизельного топлива, дооборудование установки риформинга блоком изомеризации, создание блока висбрекинга (путем реконструкции одной из установок прямой переработки нефти).

Нижегородский НПЗ, расположенный в г. Кстово (40 км от Нижнего Новгорода) начал работать в 1958 г. Владельцем завода была компания НОРСИ, не располагавшая собственными нефтедобывающими предприятиями, поэтому в отличие от вертикально интегрированных нефтяных компаний испытывавшая постоянные трудности с загрузкой мощности в 15 млн. т/год сырьем. В состав завода входят несколько установок риформинга бензинов с предварительной гидроочисткой прямогонных бензинов и получением высокооктановых бензинов и ароматических углеводородов, две установки гидроочистки дизельных топлив, этиленовая установка мощностью 300 тыс. т/год этилена, производства масел, битумов, парафинов. Удельный вес вторичных процессов по отношению к мощности по первичной переработке нефти – 56,5%. На заводе выпускается широкая номенклатура продуктов: топлив, масел, нефтехимической продукции, парафинов, битумов. Дальнейшее развитие завода намечено вести в направлении увеличения производства и улучшения качества бензинов и дизельных топлив (создаются мощности риформинга с непрерывной регенерацией катализатора – введена в 2004 г. – и каталитического крекинга). Цель модернизации – доведение глубины переработки до 90%. Завершение нового строительства и реализация ввода упомянутых установок позволит выпускать продукцию, отвечающую экологическим требованиям.

Компании ЛУКОЙЛ принадлежат два мини-НПЗ, расположенных в районах добычи нефти (Урай, Когалым).

На модернизацию своих нефтеперерабатывающих заводов на территории России ЛУКОЙЛ в 2005 г. потратил почти 11 млрд руб. Реализация программы модернизации

рассчитана на несколько лет с тем, чтобы все выпускаемые на российских НПЗ компании ЛУКОЙЛ нефтепродукты уже в 2007–2009 гг. соответствовали нормативам Евро-3, а к 2014 г. – Евро-4.

Компания ЛУКОЙЛ проводит активную политику расширения своего нефтеперерабатывающего сектора. Компания приобрела контрольный пакет акций завода Petrolul в Плоешти (Румыния), нефтехимического комбината в Бургасе (Болгария), Одесского НПЗ; ведутся переговоры о приобретении Гданьского НПЗ (Польша), завода компании Hellenic Petroleum (Греция); приобрела акции завода в г. Кстово (Нижегородская область, компания НОРСИ). Благодаря уже сделанным приобретениям компания ЛУКОЙЛ сохраняет лидерство по масштабам переработки нефти.

В 2005 г. суммарный объем переработки компании ЛУКОЙЛ составил 47 млн т, из которых 10 млн т (21 %) было переработано на зарубежных заводах компании.

Тюменская нефтяная компания. Рязанский НПЗ построен в 1960 г. Нефтью обеспечивается с месторождений Западной Сибири по трубопроводу Сургут – Полоцк. Мощность завода – 18 млн т/год. Среди установок вторичных процессов: термический крекинг, каталитический крекинг с микросферическим катализатором, риформинг с неподвижным слоем катализатора и блоками гидроочистки бензина, производства битумов и масел, установки гидроочистки дизельных топлив, деакилирования толуола. Доля вторичных процессов к мощности по первичной переработке нефти – 55,7%. Завод производит широкую номенклатуру нефтепродуктов и нефтехимического сырья. Реконструкция НПЗ осуществляется при участии компании Amoco Oil (теперь входит в состав British Petroleum). План реконструкции включает модернизацию установки каталитического крекинга и дополнения её процессами сернокислотного алкилирования бутан-бутиленовой фракции (ввод намечен на 2006 г.) и гидроочистки сырья (вакуумного газойля). Установки гидроочистки вакуум-газойля была введена в эксплуатацию в конце 2005 г. Прорабатываются проекты создания установок гидрокрекинга вакуумного газойля, замедленного коксования и каталитического риформинга. Установка гидрокрекинга в 2006 г. должна войти в эксплуатацию.

Орский НПЗ был построен в 1935 г. Его мощность – 6,6 млн т/год. Нефть на завод поступает с месторождений компании в Западной Сибири, а также импортируется из Казахстана. В настоящее время кроме атмосферных установок функционируют установки каталитического риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки, производства битумов и масел. Доля вторичных процессов к мощностям по прямой переработке нефти – 61,1%. Основное направление производства – топливно-масляное. Согласно программе модернизации Орского НПЗ намечено строительство установок газодифракционирования, гидроочистки базовых масел. В более отдаленной перспективе планируется строительство установок каталитического крекинга, висбрекинга остатков, каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора. Однако компания ТНК-ВР продала акции Орского завода, с намерением сосредоточить усилия на реконструкции Рязанского НПЗ и Ярославского НПЗ, находящегося в совместном ведении ТНК-ВР и Сибнефть.

Сравнительно недавно в состав ТНК вошел Нижневартовский завод мощностью 1,9 млн т/год. На заводе осуществляется прямая перегонка и часть полученных фракций поступает на Рязанский НПЗ. Компания владеет также Красноленинским мини-НПЗ.

Сибнефть. Омский НПЗ начал функционировать с 1955 г. и до 1997 г. был самым крупным заводом по переработке нефти в России. В настоящее время его мощность – 19,5 млн т/год. Нефть на завод поступает с Самотлорского и Ноябрьского месторождений. Завод включает в свой состав семь основных производств: топливное производство, газокаталитическое производство, риформинги, нефтехимическое производство, получение масел, катализаторное производство, выпуск товаров народного потребления. В состав вторичных процессов завода входят установки термического крекинга, каталитического крекинга (2 шт.), коксования, газодифракционирования, гидрокрекинга, риформинга с получением

высокооктановых бензинов и ароматических углеводородов, гидроочистки дизельных топлив, производства масел, присадок, синтетических жирных кислот. Доля вторичных процессов к мощности по прямой перегонке нефти – 84,0%. На заводе получают широкий набор нефтепродуктов и нефтехимической продукции. В 2002 г. на заводе введена установка серноокислотного алкилирования.

В 2005 г. Омский НПЗ занял среди отечественных заводов первое место по производству бензина (3 млн т), дизельного топлива (4,7 млн т) и ароматических углеводородов (0,4 млн т). Инвестиционный план Омского НПЗ предполагает вложения в завод в период до 2012 г. в размере 850 млн долл. [399]. Эти средства пойдут на модернизацию установок по прямой перегонке нефти, строительство блока гидроочистки, кардинальное обновление производства масел. Сегодня совместно с Shell Global Solution Сибнефть формирует концепцию развития завода на период до 2025 г., которая предусматривает увеличение перерабатывающих мощностей и развитие нефтехимических производств. В случае принятия этой программы Газпромом инвестиции в Омский НПЗ могут составить 3,7 млрд долл.

Сургутнефтегаз. Киришский НПЗ (КИНЕФ) является наиболее крупным российским предприятием по переработке нефти, работающим по топливно-нефтехимической схеме. Мощность завода – 17,3 млн т/год. Обеспечение нефтью – с западносибирских месторождений и района Ухты. На заводе функционируют установки риформинга с неподвижным слоем катализатора (4 шт.), с секциями предварительной гидроочистки бензинов, изоселектоформинга, гидроочистки дизельных топлив, производства линейного алкилбензола (ЛАБ) и линейного этилбензолсульфоната (ЛАБС), гидрооблагораживания керосина. Уровень развития вторичных процессов (к мощностям по первичной переработке) – 54,4%. Дальнейшее развитие завода пойдет по пути освоения комплекса гидрокрекинга (по технологии американской компании Chevron). Таким способом предполагается решить проблему увеличения масштабов производства и улучшения качества дизельного топлива. В более отдаленной перспективе планируется провести модернизацию установок производства бензина на основе комплекса каталитического крекинга и сопряженных с ним процессов получения бессернистых высокооктановых бензинов. За счет модернизации мощность завода была увеличена. В 2005 г. на заводе КИНЕФ было переработано 18,5 млн т нефти и произведено 17,4 млн т нефтепродуктов.

Славнефть. Ярославский НПЗ был построен в 1927 г. Мощность – 14,0 млн т/год. Снабжение нефтью – с западносибирских месторождений компании и из Ухты. Вторичные процессы представлены установками каталитического крекинга с микросферическим катализатором, риформинга с получением высокооктановых бензинов и ароматических углеводородов, серноокислотного алкилирования, изомеризации, экстракции газойля каталитического крекинга, производства масел и битумов. Доля вторичных процессов к мощности первичной переработки составляет 41,9%. На заводе выпускается разнообразная продукция (топлива, масла, битумы, нефтехимикаты). Недавно было завершено сооружение установки каталитического крекинга флюид. Следующим этапом реконструкции завода является сооружение установок висбрекинга (эта установка была введена в эксплуатацию в 2005 г.), риформинга с непрерывной регенерацией катализатора и гидрокрекинга (строятся). На заводе имеются ресурсные возможности для создания установки по производству кислородсодержащей добавки к бензинам (МТБЭ).

Компании Славнефть принадлежит также один из старейших российских нефтезаводов – Ярославский НПЗ им. Д.И.Менделеева (мощность – 0,5 млн т/год), а также Мозырский НПЗ в Белоруссии. Недавно компания Славнефть перешла под контроль консорциума компаний ТНК и Сибнефть.

Московский НПЗ введен в эксплуатацию в 1938 г. Мощность – 12,2 млн т/год. Снабжение нефтью – из Западной Сибири и из Ухты. Вторичные процессы на заводе следующие: комплекс каталитического крекинга с микросферическим катализатором и лифт-реактором, каталитический риформинг с неподвижным слоем катализатора и блоком

гидроочистки, две установки гидроочистки дизельного топлива, битумное производство. Уровень развития вторичных процессов достаточно высок – 90,4% к мощности первичной переработки нефти. Организовано производство МТБЭ, однако оно передано в управление частной компании. Имеется крупная установка производства полипропилена на базе получаемого на заводе пропилена. Состав выпускаемой продукции – топливно-нефтехимический. Поскольку Московский НПЗ является ведущим предприятием по обеспечению высококачественными топливами Москвы и Московской области, главное внимание должно быть уделено снижению содержания ароматики в бензинах и серы в дизельных топливах.

Салаватский нефтеперерабатывающий комплекс был построен в 1952 г. Мощность по первичной переработке нефти – 11,7 млн т/год. Нефть на завод поступает из Западной Сибири и местных месторождений. Вторичные процессы на заводе представлены тремя установками каталитического крекинга с шариковым катализатором, установкой термического крекинга, несколькими установками каталитического риформинга с неподвижным слоем катализатора и с блоком гидроочистки бензинов и получением ароматических углеводородов. Уровень развития вторичных процессов – 47,3% к мощности по первичной переработке нефти. На Салаватском заводе производятся кроме нефтепродуктов нефтехимическое сырье и готовые нефтехимикаTM. В целях модернизации производства завершается строительство комплекса по производству этилбензола – стирола – полистирола и планируется сооружение новой установки по комплексной переработке местного сернистого сырья (нефти и газового конденсата) – установки каталитического крекинга. Строительство этой установки уже ведется.

Роснефть. Комсомольский НПЗ был построен в 1942 г. Мощность завода – 5,8 млн т/год. Нефть поступает с о. Сахалин и из Западной Сибири. До сравнительно недавнего времени не имел установок по вторичной переработке. В 2001 г. была введена в эксплуатацию установка риформинга. На ближайший период предусматривается строительство установки АВТ-2 и комплекса по глубокой переработке мазута на базе гидрокрекинга вакуумного газойля и замедленного коксования. Для улучшения качества моторных топлив проектируется ввод установок гидрооблагораживания дизельного топлива (введена в эксплуатацию), очистки авиакеросина, изомеризации бензинов. В более отдаленной перспективе намечено создать на заводе производство масел. В 2005 г. объем переработки на Комсомольском НПЗ за счет модернизации возрос до 6,4 млн т.

Туапсинский НПЗ построен в 1949 г. Мощность по переработке – 4,2 млн т/год. Снабжение нефтью с месторождений Краснодарского и Ставропольского краев, Волгоградской области, а также из Западной Сибири. Из вторичных процессов имеется только риформинг с периодической регенерацией катализатора. Разработана обширная программа реконструкции и развития завода. На ближайшую перспективу намечена модернизация установки риформинга, строительство комплекса установок прямой переработки нефти, висбрекинга гудрона, гидрокрекинга вакуумного газойля, газофракционирования, гидроочистки керосина, производства водорода. В более отдаленной перспективе планируется увеличение глубины переработки нефти за счет ввода установок риформинга, изомеризации и гидроочистки. По долгосрочному плану предполагается увеличение мощности Туапсинского завода до 12 млн т/год, на что Роснефть согласна затратить 1,2 млрд долл.

СИДАНКО. Саратовский завод «Крекинг» построен в 1934 г. Нефть поступает с месторождений Волжско-Уральского района и из Западной Сибири. Мощность – 7,1 млн т/год. Хотя завод носит название «Крекинг», ни одной установки крекинга здесь нет. Имеется установка риформинга с неподвижным слоем катализатора с блоком гидроочистки бензинов, получения битумов, гидроочистки дизельного топлива. Уровень вторичных процессов составляет 42,8% к мощности по первичной переработке нефти. Направление деятельности – топливное. На заводе разработана программа реконструкции, согласно которой на первом этапе предусматривалось реконструировать действующую установку

ЭЛОУ-АВТ-6 и построить установку гидрокрекинга при среднем давлении по лицензии американской компании UOP, а на втором – построить установку каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора. Однако из-за финансовых трудностей эта программа сократилась до реконструкции установки гидроочистки дизельного топлива, строительства установок гидроочистки керосина, изомеризации бензиновых фракций и висбрекинга гудрона.

Компания также владеет мини-НПЗ (Варьеган).

Татнефть. Нижнекамский НПЗ введен в эксплуатацию в 1980 г. Сравнительно недавно выделился из состава Нижнекамского нефтехимического комбината. Мощность по перерабатываемой нефти – 5,6 млн.т/год. Вырабатывается бензин для пиролиза, сернистое дизельное топливо и сернистый мазут. В соответствии с программой дальнейшего развития завода установка ЭЛОУ-АВТ дополняется вакуумным блоком, строятся установки гидроочистки дизельного топлива и висбрекинга гудронов. В более отдаленной перспективе планируется строительство комплекса каталитического крекинга. Нижнекамский завод планируют превратить в полноценный НПЗ.

В рамках комплекса будут функционировать НПЗ глубокой переработки мощностью 7 млн т/год и нефтехимический комплекс по производству ароматических углеводородов. Реализация проекта потребует 3,2 млрд долл. Кроме этого в Татарстане действует Елховская нефтеперерабатывающая установка, на которой в 2005 г. было выработано 100 тыс т дизельного топлива, почти 30 тыс т битума и 62 тыс т автобензина, в основном марки Регуляр-92.

Группа «Альянс». Хабаровский НПЗ построен в 1936 г. Мощность – 4,7 млн т/год. Снабжение нефтью – из Западной Сибири по нефтепроводу до Ангарска, далее – железной дорогой. Из вторичных процессов имеются только риформинг и производство битумов. Удельный вес вторичных процессов – 13,3% к мощности по первичной переработке. Основное направление завода – топливное. Проектом модернизации предусмотрено строительство блока изомеризации бензинов, установки гидрооблагораживания дизельных топлив, замена устаревшего риформинга новой современной установкой.

В районе г. Краснодара расположено 2 небольших НПЗ: Краснодарский НПЗ (компания Краснодарэконефть, мощность – 3 млн т/год) и Афипский (компания НПП «Профит», мощность 1,4 млн т/год). На Краснодарском заводе доля вторичных процессов только 10,1% к мощности по первичной перегонке, оборудование устарело. Если не будут предприняты усилия по модернизации завода, его придется закрыть. Афипский завод имеет уровень по развитию вторичных процессов 58,8% к мощности по первичной перегонке нефти. Дальнейшее развитие Афипского завода связано с прокладкой нефтепровода Тихорецк-Афипская (210 км). В случае стабильного снабжения завода сырьем возможно осуществление намеченной программы развития завода, а именно, строительство установок АВТ, каталитического риформинга, гидроочистки дизельного топлива, каталитического крекинга и производства водорода.

Кроме вышеперечисленных следует упомянуть конденсатоперерабатывающие заводы Газпрома (Сургутский, Уренгойский, Астраханский, Кубанский), а также мини-НПЗ, часть которых (Черногорский, Тарасовский, Норильский, Якутский) расположены в северных территориях, часть (Марийский, Махачкалинский, Ульяновский, Кугуйский) – в европейской части России.

Если намеченные программы модернизации, реконструкции и расширения отечественных нефтеперерабатывающих заводов полностью осуществляются, произойдут заметные технологические сдвиги в отечественной нефтеперерабатывающей промышленности (табл. 7.19).

7.6. Размещение нефтеперерабатывающих заводов

Нефтеперерабатывающие заводы в царской России были размещены преимущественно на Кавказе (Баку, Грозный). В СССР размещение НПЗ осуществлялось по заранее

намеченным планам при учете следующих факторов:

- повышение плотности потребления и более равномерное распределение нефтепереработки по территории страны;
- приближение НПЗ к потребителям с целью обеспечения более надежного снабжения потребителей и сокращения затрат на транспортировку;
- развитие нефтепереработки в окраинных и отдаленных районах страны с целью их гармоничного развития; учет стратегических соображений безопасности.

Таблица 7.19

Прогнозируемые перспективы развития вторичных процессов нефтепереработки России, %

Процессы	2001 г.	2005 г.	2010 г.
Углубляющие процессы, всего	20,9	30,5	33,7
В т.ч. каталитический крекинг	6,0	8,1	9,6
гидрокрекинг	0,4	5,7	7,0
термокрекинг+висбрекинг	5,9	7,7	8,0
коксование	1,9	2,1	2,2
производство битума	3,8	3,9	3,9
производство масел	1,5	1,4	1,4
прочие	1,4	1,6	1,6
Процессы, улучшающие качество нефтепродуктов, всего	36,5	42,6	47,2
В т.ч. риформинг	11,3	12,6	13,8
гидроочистка дизтоплив, керосина	22,3	23,7	25,0
гидроочистка сырья каткрекинга	2,2	4,6	6,2
алкилирование	0,2	0,4	0,6
изомеризация	0,4	1,1	1,4
производство кислородсодержащих добавок	0,06	0,15	0,2
Всего вторичных процессов	57,4	73,1	80,9
Глубина переработки	68,0	74,0	81,0

После распада СССР произошли заметные ухудшения в размещении нефтеперерабатывающей промышленности. Обнажились региональные диспропорции в размещении добычи и переработки нефти, производстве и потреблении нефтепродуктов. Особенное заметным стало несовпадение масштабов производства и потребления нефтепродуктов, в частности, концентрации мощностей и объемов производства в Урало-Поволжском регионе. При этом в регионе Урало-Поволжья относительно выше доля вторичных процессов, т.е. сосредоточено производство наиболее «ходовых» нефтепродуктов. А там, где потребность в них наибольшая, удельный вес вторичных процессов ниже (табл. 20). Следует также отметить, что за период 1994–2003 гг. диспропорции в региональной структуре перерабатывающих мощностей, производства и потребления нефтепродуктов сохранились и неблагоприятное положение ряда регионов даже ухудшилось (табл. 7.21).

Таблица 7.20

Сопоставление объемов добычи, переработки нефти, производства и потребления нефтепродуктов в 2000 г.

[235, 339, 340]

Экономические районы	Добыча*		Мощности по переработке нефти**		Переработка нефти**		Производство нефтепродуктов***		Потребление нефтепродуктов****	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Северный	3,8	1,4	6,3	2,3	3,6	2,1	2,3	17	6,1	7,8
Северо-Западный	–	–	17,3	6,3	16,0	9,4	14,7	11,0	5,2	6,6
Центральный	–	–	44,6	16,2	31,8	18,6	26,4	19,8	13,4	17,1
Волго-Вятский	–	–	15,1	5,5	3,7	2,2	3,1	2,3	3,3	4,2
Центрально-Черноземный	–	–	–	–	–	–	–	–	3,0	3,8
Поволжский	36,2	13,2	53,1	19,3	28,8	16,9	22,5	16,8	9,1	11,6
Северо-Кавказский	3,0	1,1	7,2	2,6	4,8	2,8	3,2	2,4	6,1	7,8
Уральский	30,9	11,2	67,4	24,5	45,7	26,8	34,3	25,6	10,4	13,3
Западносибирский	198,8	72,3	23,9	8,7	17,4	10,1	12,4	9,3	8,1	10,5
Восточносибирский	–	–	29,7	10,8	12,8	7,5	10,5	7,9	6,8	8,7
Дальневосточный	1,4	0,5	10,4	3,8	6,2	3,6	4,3	3,2	6,1	7,8
Калининградская обл.	0,7	0,3	–	–	–	–	–	–	0,6	0,8

Итого по России	274,8	100,0	275,0	100,0	170,8	100,0	133,7	100,0	78,2	100,0
-----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------	-------

* не учтена добыча нефти и газового конденсата средними и мелкими компаниями.

** исключая Грознефтеоргсинтез и мини-НПЗ.

*** автобензин, дизельное топливо, реактивное топливо, мазут.

**** автобензин, дизельное топливо, мазут

Таблица 7.21

Динамика региональной структуры мощностей по переработке нефти, объемов переработки, производства и потребления моторных топлив(МТ) в 1994–2003 гг. (%) [235, 338]

№ п/п	Регионы	Мощности			Переработка			Производство МТ			Потребление МТ		
		Годы			Годы			Годы			Годы		
		1994	2000	2003	1994	2000	2003	1994	2000	2003	1994	2000	2003
1	Северный	1,5	2,3	2,3	1,7	2,1	1,9	1,0	1,7	1,3	5,4	7,8	7,6
2	Северо-Западный	6,1	6,3	6,4	6,6	9,4	8,1	5,7	11,0	9,4	5,7	6,6	7,9
3	Центральный	15,4	16,2	16,8	15,5	18,6	17,0	14,4	19,8	18,5	15,7	17,1	16,0
4	Волго-Вятский	6,9	5,5	5,6	8,9	2,2	6,3	7,8	2,3	6,5	4,9	4,2	3,0
5	Центрально-Черноземный	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,2	3,8	4,8
6	Поволжский	16,8	19,3	15,5	17,3	16,9	16,9	17,0	16,8	16,5	10,6	11,6	10,3
7	Северо-Кавказский	7,8	2,6	3,2	2,5	2,8	3,1	2,5	2,4	3,1	11,1	7,8	11,8
8	Уральский	23,8	24,5	27,2	23,9	26,8	24,6	23,9	25,6	23,9	10,7	13,3	16,4
9	Западносибирский	8,3	8,7	9,5	8,9	10,1	10,4	11,5	9,3	8,9	11,6	10,5	8,7
10	Восточносибирский	10,0	10,8	9,6	12,5	7,5	7,1	13,4	7,9	7,5	8,4	8,7	4,6
11	Дальневосточный	3,4	3,8	3,9	2,2	3,6	4,6	2,8	3,2	4,4	10,8	7,8	8,0
12	Калининградская обл.	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,9	0,8	0,9

Выше перечисленные диспропорции должны учитываться при разработке программ модернизации, реконструкции и расширения действующих заводов, что, как правило, не делается.

Ситуация с диспропорциями в добыче и переработке нефти, производстве и потреблении нефтепродуктов сохранилась и в 2005 г. (табл. 7.22) [340].

Таблица 7.22

Региональное размещение добычи и переработки нефти, производства и потребления нефтепродуктов в России в 2005 г. (%)

Федеральные округа	Добыча	Переработка	Производство нефтепродуктов	Потребление нефтепродуктов
Центральный	–	17,4	19,7	17,9
Северо-Западный	4,3	10,6	10,1	14,1
Приволжский	21,2	41,7	41,3	20,4
Южный	3,0	9,3	9,0	10,2
Уральский	67,2	2,6	1,4	10,2
Сибирский	3,5	13,7	14,0	16,6
Дальневосточный	0,8	4,7	4,5	10,6
Всего по РФ	100,0	100,0	100,0	100,0

Вышеперечисленные диспропорции должны учитываться при разработке программ модернизации, реконструкции и расширения действующих заводов, что, как правило, не делается. Что касается строительства новых НПЗ, то их надо создавать в федеральных округах с повышенной потребностью в нефтепродуктах с целью ликвидации региональных диспропорций (Дальневосточный, Северо-Западный, Южный, Уральский). Ряд компаний высказывали намерение построить НПЗ ближе к границе для экспорта нефтепродуктов, однако эти предложения пока не прошли экспертизы.

7.7. Мини-НПЗ

В 90-е годы началось активное проектирование и строительство мини-НПЗ. Мини-НПЗ представляют собой установки небольшой мощности (от 10 тыс.т/год до 500 тыс.т/год по перерабатываемой нефти). Технологические схемы мини-НПЗ представлены простейшим (атмосферная перегонка) и более сложным вариантами (перегонка плюс риформинг; атмосферная перегонка, вакуумная перегонка, риформинг, гидроочистка). Возможны

доукомплектования мини-НПЗ установками по производству масел, битума. Продукцией мини-НПЗ являются бензины с различной октановой характеристикой (от А-76 до АИ-93 в зависимости от сложности технологической схемы) зимнее и летнее дизельное топливо, авиатопливо, котельное топливо марок М-40, М-100.

Мини-НПЗ обладают рядом положительных моментов: упрощенные технологические схемы, блочно-модульный тип оборудования и быстрое изготовление, небольшой штат обслуживания, возможность строительства в отдаленных районах, где имеются запасы и организована добыча нефти, но куда приходится завозить нефтепродукты.

Первые мини-НПЗ были построены в отдаленных нефтедобывающих районах (гг. Стрежевой, Когалым и др., в Западной Сибири, близ Норильска и в Якутии) в регионах, дефицитных по моторным топливам (близ Махачкалы). Построены мини-НПЗ в Татарстане (близ Альметьевска), в Ульяновске, в республике Марий-Эл.

Следует заметить, что мини-НПЗ не лишены недостатков: малая глубина переработки, невысокое качество получаемых нефтепродуктов и необходимость их облагораживания, невозможность полного соблюдения правил по охране окружающей среды, относительно более высокие (по сравнению с обычными НПЗ) показатели себестоимости продукции и удельных капитальных затрат.

Мини-НПЗ, расположенные в отдаленных районах на расстоянии свыше 1000 км от ближайшего НПЗ, конкурируют по показателю себестоимости получаемой продукции с привозными моторными топливами. Мини-НПЗ, попавшие в «зону влияния» ближайшего крупного НПЗ, в большинстве случаев оказываются неконкурентоспособными. В случае принятия более жесткого законодательства по охране окружающей среды в части качественных характеристик моторных топлив, отдельные виды продукции мини-НПЗ могут вообще не найти сбыта.

Отметим, что в США строительство мини-НПЗ запрещено по экономическим и экологическим соображениям. Уже построенные мини-НПЗ подлежат демонтажу, за исключением установок, построенных на Аляске.

По мнению представителей крупных компаний, строительство мини-НПЗ не оправдывает себя ни по каким критериям. Во-первых, крупные компании имеют доступ к крупным НПЗ, поэтому не нуждаются в получении нефтепродуктов на мини-НПЗ. Проблема также состоит в том, что при работе с мини-НПЗ крупным компаниям некуда девать отходы производства, что противоречит природоохранной политике компаний. Для крупных компаний главная задача – это максимальное повышение эффективности, извлечение наибольшей прибыли при переработке нефти, а мини-НПЗ призваны решать другие задачи. В частности, ЛУКОЙЛ, имеющий мини-завод в Когалыме, считает, что строительство таких установок рентабельно только в труднодоступных и отдаленных местах [400]. Тем не менее желание построить мини-НПЗ у руководителей регионов имеется, как в случае проекта Ново-Шахтинского мини-НПЗ, расположенного на трассе нефтепровода Суходольская – Родионовская. Мотивом строительства, кроме дополнительного обеспечения региона нефтепродуктами, является необходимость создания новых рабочих мест в связи с закрытием шахт в Ростовской области [401].

Учитывая перечисленные выше соображения, можно сделать вывод, что мини-НПЗ (за исключением нескольких случаев обеспечения северных или других отдаленных территорий) вряд ли получат распространение в России.

7.8. «Нефтехимическое крыло» российских нефтегазовых компаний

В России нефтехимический сектор («нефтехимическое крыло») нефтяных и нефтеперерабатывающих компаний в отличие от США, Канады, западноевропейских стран, Японии, Саудовской Аравии, Республики Корея, Тайваня развит слабо [396]. Из примеров нефтяных компаний, имеющих в своем составе нефтехимические производства, могут быть названы Татнефть, Башнефть, Башнефтехим, которые контролируют деятельность

нефтехимических и химических предприятий, расположенных в исторически сложившихся центрах нефтепереработки и нефтехимии в Башкортостане и нефтехимической и химической промышленности в Татарстане. Центром нефтепереработки и нефтехимии является Ангарский промышленный район. Здесь Ангарская нефтехимическая компания имеет ряд нефтехимических производств, снабжающих нефтехимическим сырьем близлежащие химические предприятия. В состав Московского НПЗ входит производство полипропилена, Киришского НПЗ (компания Сургутнефтегаз) – производство линейных алкилбензолов – сырья для получения синтетических моющих средств. На ряде НПЗ налажено производство ароматических углеводородов для нужд химической и нефтехимической промышленности.

Нефтедобывающие заводы компании ЛУКОЙЛ снабжают сырьем ряд нефтехимических и химических предприятий: Пермский НПЗ обеспечивает сырьем близлежащие нефтехимические предприятия в Перми, Волгоградский НПЗ – химические заводы Волгограда, Нижегородский НПЗ – химические предприятия г. Дзержинска. Компания приобрела Саратовский завод «Нитрон», Ставропольский завод пластмасс, ряд нефтехимических предприятий за рубежом и обеспечивает их сырьем со своих НПЗ. Крупнейший в России Омский НПЗ (компания Сибнефть) обеспечивает сырьем местный завод пластмасс. На этом примеры интеграции и кооперации нефтяных и химических компаний практически исчерпываются. Целый ряд отечественных нефтяных компаний пока никак не связаны с нефтехимическим и химическим комплексом.

Глава 8. Производство, потребление и экспорт сжиженных углеводородных газов в России

Источниками получения сжиженных углеводородных газов (СУГ)¹ являются попутный нефтяной и природный газы, газовый конденсат, нефтезаводские газы, газы стабилизации нефти. Сжиженные газы производятся на газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих заводах (ГПЗ и НПЗ), центральных газофракционирующих установках (ЦГФУ) нефтехимических предприятий [402–404].

Схема производства СУГ представлена на рис. 26 [405].

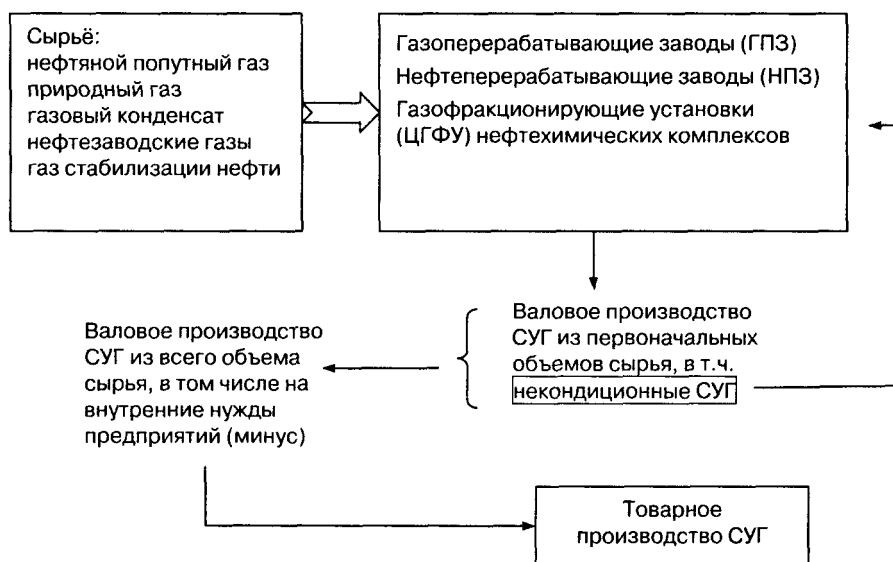


Рис. 26. Схема производства сжиженных углеводородных газов

Производство сжиженных газов на газоперерабатывающих заводах. В России в настоящее время функционируют порядка 19 ГПЗ. Часть из них находятся в ведении ОАО «Газпром», часть входят в состав «СИБУР-Тюмень» (подразделения Сибирско-Уральской нефтегазохимической компании, находящейся, в свою очередь, под контролем ОАО «Газпром»), часть принадлежат нефтяным компаниям ЛУКОЙЛ, ЮКОС, Башнефть, Татнефть, Роснефть.

Суммарные мощности российских ГПЗ составляли на 1.1.2002 г. 77,6 млрд м³/год, в т.ч. находящихся в ведении ОАО «Газпром» 51,9 млрд м³/год (66,9% от суммарной мощности ГПЗ), «СИБУР» – 20,8 млрд м³/год, или 26,9% суммарных мощностей), нефтяных компаний – 4,8 млрд м³/год, или 6,1%. На 1.1.2005 г. мощности ГПЗ составляли 85 млрд м³. Двенадцать ГПЗ принадлежат Газпрому и СИБУР'у, остальные – нефтяным компаниям.

На ГПЗ России в 2001 г. было переработано 46,7 млрд м³ газа, в т.ч. 35,1 млрд м³ природного и 11,6 млрд м³ попутного нефтяного газа. Загрузка мощностей ГПЗ составила 60,2%, в т.ч. по заводам, находящимся в ведении ОАО «Газпром» 67,2%, «СИБУР» – 45,7%, нефтяных компаний – 46,8%. Безусловно, такой уровень использования мощностей нельзя признать достаточным, но все же стоит отметить, что за последние годы начался процесс стабилизации и роста объёмов переработки газа на ГПЗ. В 2004 г. на всех ГПЗ страны было переработано 43 млрд м³ попутного нефтяного газа. На предприятиях Газпрома и СИБУР'а – 32,4 млрд м³, в т.ч. 6,5 млрд м³ газа из Казахстана.

¹ В понятие «сжиженные газы» включены углеводороды C₃-C₄, а именно: пропан, нормальный бутан, изобутан, пропан-бутановая и пропан-пропиленовая фракции. В отличие от сжиженного природного газа (СПГ) их стали называть сжиженными нефтяными газами (СНГ), однако из-за одинаковости аббревиатур с СНГ (Союз независимых государств), стало использоваться название сжиженные углеводородные газы (СУГ).

Попрежнему нерешенной является проблема рационального использования попутного нефтяного газа. В связи с падением добычи нефти уменьшились ресурсы попутного газа (с 49,1 млрд м³ в 1990 г. до 36 млрд м³ в 2000 г.), снизилась его добыча (с 41 млрд м³ в 1990 г. до 29 млрд м³). Хотя в 2000 г. по сравнению с предыдущим 1999 г. ресурсы и добыча попутного газа возросли соответственно на 8,4% и 9,4%, но степень квалифицированного использования попутного нефтяного газа продолжает оставаться невысокой. Из 29 млрд м³ попутного нефтяного газа только 11 млрд м³ (38%) были переработаны на ГПЗ; 11 млрд м³ (38%) использованы как энергетическое топливо на ГРЭС; 7 млрд м³ (24%) было сожжено на факелах.

В 2001 г. в связи с ростом добычи нефти ресурсы попутного газа возросли до 38 млрд м³, добыча – до 30,2 млрд м³, а переработка – до 11,6 млрд м³. Из добытых в 2001 г. 30,2 млрд м³ попутного газа 11,6 млрд м³ были переработаны на ГПЗ, 11,4 млрд м³ использованы как технологическое топливо на ГРЭС, а 7,8 млрд м³ сожжено на факелах. В 2004 г. на факелах было сожжено 7 млрд м³ попутного нефтяного газа.

Сжигание попутного нефтяного газа на открытых факелах уже на протяжении десятилетий является позорным явлением российской действительности. При этом за год в атмосферу выбрасывается порядка 400 тыс. т вредных веществ (двуокиси углерода, окисей азота, углеводородов, сажи), наносится ущерб легко ранимой природе Западной Сибири. Плата за загрязнение окружающей среды от сжигания на факелах попутного нефтяного газа взимается, но она не превышает 1% от выручки нефтяных компаний за реализацию нефти и ни в коей степени не может компенсировать экологический ущерб. Значительной является и упущенная выгода от безвозвратной потери ценных углеводородов сжигаемого попутного газа. По оценкам экспертов, невовлечение в глубокую переработку одного миллиарда кубометров попутного нефтяного газа эквивалентно потере товарной массы на сумму 270 млн долл. и недополучению налогов на сумму 35 млн долл.

Подобные потери во многом объясняются неурегулированностью проблемы ценообразования. Многие годы цены на попутный газ были установлены на крайне низком уровне и не окупали и малой части затрат нефтяных компаний на его сбор и подготовку.

В последнее время в этом вопросе наметился некоторый прогресс: цены на попутный нефтяной газ в 2001 г. были повышены до 275–350 руб./тыс. м³ (до этого цена была 150 руб./тыс. м³), а также принято Положение о регулировании оптовых цен на попутный нефтяной газ, в котором установлены ежегодная процедура и сроки согласования соответствующими ведомствами изменения оптовых цен на этот вид сырья. Благодаря этим мерам у нефтяных компаний появились экономические стимулы для утилизации попутного газа. Определенный оптимизм вызывает изменение позиций руководства нефтяных компаний в отношении развития подразделений по добыче и переработке природного и попутного газа в составе компаний. Придание газовым секторам нефтяных компаний импульса к энергичному развитию позволит, по мнению автора, изменить ситуации с использованием попутного нефтяного газа.

В мировой практике попутный нефтяной газ, как правило, практически не сжигается. Его либо закачивают в пласт для поддержания внутрипластового давления, либо используют для нужд электро- и теплоэнергетики, либо перерабатывают на газоперерабатывающих заводах, получая СУГ. В последнее время появилось ряд новых технологий, в частности, использование энергии попутного газа для организации добычи нефти с помощью струйных и парожидкостных насосов [406], а также переработка в бензин, о чем будет подробно сказано в следующей главе.

Ниже представлена динамика объемов переработки газа и производства сжиженных углеводородных газов на ГПЗ в 90-е годы (табл. 8.1).

Вторым источником производства сжиженных газов являются нефтеперерабатывающие заводы. Газы здесь образуются в процессах первичной перегонки нефти, вторичной перегонки бензина, каталитического риформинга, гидроочистки, гидрокрекинга, термического крекинга, каталитического крекинга,

коксования, изомеризации, деметилирования толуола, извлечения парафинов. Часть газов, полученных в процессе переработки нефти и состоящих из водородосодержащих газов и предельных углеводородов, используется непосредственно на нефтеперерабатывающих заводах в качестве топлива, как компонент гидрогенизационных процессов, для нужд собственных нефтехимических производств. Остальная часть газов, а также газы, содержащие в своем составе непредельные углеводороды, перерабатывается на газофракционирующих установках НПЗ. Суммарные ресурсы углеводородных газов от процессов нефтепереработки на НПЗ России составили в 2001 г. более 11,0 млн т. В качестве топлива на НПЗ используются газы от процессов прямой перегонки нефти, гидроочистки, гидрокрекинга (кроме сероводорода). Газы каталитического и термического крекингов, коксования используются для переработки. В 2001 г. таких газов было более 5,0 млн т. Газы каталитического риформинга полностью перерабатываются на блоках стабилизации в рефлюксы.

Таблица 8.1

Производство сжиженных углеводородных газов на газоперерабатывающих заводах России в 1990–2003 гг.

[404]

№№ п/п	Показатели	Един, измер.	Годы							
			1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003
1	Добыча нефти и газового конденсата	млн т	516	301	305	304	305	323	349	421
2	Ресурсы попутного нефтяного газа	млрд м ³	49,1	39,7	39,7	32,5	33,2	36,0	38,0	46,1
3	Добыча попутного нефтяного газа	—>—	41,0	33,4	33,0	26,5	26,5	29,0	30,2	38,9
4	Переработка попутного нефтяного газа на газоперерабатывающих заводах	—>—	27,1	11,8	11,8	10,8	10,9	11,0	11,6	14,1
5	Добыча природного газа	—>—	640,6	601,5	569,2	589,6	563,6	555,2	550,8	581,5
6	Переработка природного газа на газоперерабатывающих заводах	—>—	48,5	36,0	36,5	34,4	34,8	35,3	35,1	33,0
7	Суммарная переработка природного и попутного нефтяного газа на газоперерабатывающих заводах	—>—	75,6	47,8	48,3	44,1	45,7	46,4	46,7	47,1
8	Переработка газового конденсата на газоперерабатывающих заводах	млн т	16,48	10,76	11,77	10,52	9,80	9,90	9,6	11,9
9	Газофракционирование жидких фракций на газоперерабатывающих заводах	млн т	2,26	0,88	1,06	1,24	1,26	1,72	1,56	2,32
10	Произведено на газоперерабатывающих заводах:									
	Сжиженные газы	млн т	2,51	1,79	1,86	1,90	2,21	2,19	2,15	2,38
	Этан	—>—	0,56	0,42	0,42	0,41	0,44	0,47	0,35	0,32
	Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)	—>—	5,71	3,54	3,78	3,16	2,50	2,05	2,24	2,96
	Пентаны	—>—	0,13	0,05	0,05	0,05	0,08	0,11	0,08	0,07
	Стабильный газовый бензин	—>—	0,98	0,50	0,68	0,59	0,79	0,88	0,63	0,57
	Гексаны	—>—	—	0,09	0,09	0,06	0,04	0,06	0,02	—

Сжиженные газы получают на 19 НПЗ. В настоящее время в России действуют 23 установки газофракционирования (ГФУ) мощностью 7,7 млн.т газового сырья. Полученные на газофракционирующих установках сжиженные газы используются в качестве исходного сырья для отдельных процессов нефтепереработки, а также для нужд нефтехимических установок в составе нефтеперерабатывающих заводов. Остальная часть сжиженных газов является товарной продукцией нефтепереработки. В составе товарных сжиженных газов нефтеперерабатывающих заводов в 2001 г. преобладала пропан-бутановая фракция (51%). Остальное – нормальный бутан (19%), изобутан (5%), пропан (13%), пропан-пропиленовая фракция (12%).

Сводные данные о динамике производства сжиженных газов на нефтеперерабатывающих заводах России в период 1990–2001 гг. приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Производство сжиженных углеводородных газов на нефтеперерабатывающих заводах России в 1990–2003 гг.
[404]

№№ п/п	Показатели	Единица измерен.	Годы							
			1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003
1	Мощности нефтеперерабатывающих заводов	млн т/год	324	293	291	279	276	274	273,1	270,0
2	Переработка нефти	млн т	298,7	176,0	177,6	163,8	168,5	172,9	178,0	179,7
3	Степень использования мощностей	%	91,9	60,0	61,0	57,6	59,9	61,1	65,1	66,5
4	Ресурсы газов от процессов переработки	млн т	17,57	10,19	10,58	10,60	10,59	11,07	11,5	12,1
5	Направлено на фракционирование	—»—	8,43	4,90	5,05	4,90	4,92	5,21	5,5	4,8
6	Выработано сжиженных газов	—»—	3,46	2,03	2,05	2,17	2,28	2,35	2,45	2,92
7	Использовано для внутренних целей нефтеперерабатывающих заводов	—»—	1,21	0,77	0,88	0,98	0,93	0,79	0,85	1,14
8	Товарное производство сжиженных газов	—»—	2,25	1,23	1,17	1,19	1,35	1,56	1,60	1,78

На двух НПЗ вырабатывались пентаны, которые использовались для компаундирования бензина и в качестве сырья для производства синтетических каучуков. Валовое производство пентанов на НПЗ составило в 2001 г. 144,9 тыс.т. Товарное производство пентанов составило в 2001 г. 15,1 тыс.т. В 2004 г. производство сжиженных углеводородных газов на НПЗ составило 2,39 млн т, в 2005 г. – 2,44 млн т.

Третьим источником получения сжиженных углеводородных газов в России является нефтехимическая промышленность. В составе ряда крупных нефтехимических комплексов имеются централизованные газодифракционирующие установки (ЦДФУ), на которых перерабатывается широкая фракция легких углеводородов, получаемая при стабилизации нефти и переработке природного, попутного нефтяного газов и газового конденсата на газоперерабатывающих заводах. Всего в России в настоящее время функционируют пять ЦДФУ, в т.ч. четыре в европейской части страны (в составе Новокуйбышевского, Нижнекамского, Салаватского нефтехимических комбинатов и предприятия «Уралнефтехим» и одна (крупнейшая) в Западной Сибири – в составе Тобольского нефтехимического комбината. Суммарная мощность ЦДФУ на 1.1.2001 г. – 7,92 млн т/год. Степень использования мощностей ЦДФУ составила в 2001 г. всего 41,0%, что существенно ниже уровня 1990 г. (77,8%). Динамика переработки сырья и производства сжиженных газов на ЦДФУ в период 1990–2003 гг. приведена в табл. 8.3.

Таблица 8.3

Динамика производства сжиженных углеводородных газов в нефтехимической промышленности России в 1990–2003 гг. [404]

Показатели	Ед. изм.	Годы							
		1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003
Объем переработки сырья на ЦДФУ России	млнт	6,16	2,89	2,50	2,09	2,45	2,76	3,18	3,64
Выработано на ЦДФУ:									
сжиженные газы	—»—	3,61	1,73	1,66	1,35	1,68	1,97	2,23	2,64
пентаны	—»—	1,14	0,48	0,39	0,34	0,34	0,40	0,48	0,22

Структура сырья ЦДФУ представлена широкой фракцией легких углеводородов (ШФЛУ) нефтестабилизации и переработки газового конденсата, рефлюксами НПЗ, газовым бензином ГПЗ, некондиционными сжиженными газами и прочими видами сырья.

Таким образом, суммируя все источники получения сжиженных углеводородных газов в России, можно констатировать, что в настоящее время 43% получают на газоперерабатывающих заводах, 28% на нефтеперерабатывающих заводах и 29% на ЦДФУ в составе нефтехимических комбинатов. Сводные данные о производстве сжиженных газов в

России в период 1990–2003 гг. приведены в табл. 8.4.

Таблица 8.4

Производство сжиженных углеводородных газов в России в 1990–2003 гг. [404]

Показатели	Един. измер.	Годы							
		1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003
Производство товарных сжиженных газов:									
– на газоперерабатывающих заводах	млн т	2,51	1,79	1,86	1,75	2,21	2,19	2,15	2,38
– на нефтеперерабатывающих заводах	–»–	2,25	1,23	1,17	1,18	1,35	1,53	1,60	1,78
– на нефтехимических комбинатах	–»–	3,61	1,3	1,66	1,35	1,67	1,97	2,23	2,64
Итого	–»–	8,37	4,75	4,69	4,28	5,23	5,69	5,98	6,80

В 2002 г. производство сжиженных углеводородных газов в России составило 7,1 млн т, в 2003 г. – 6,8 млн т, 2004 г. – 8,0 млн т.

В период 1990–2000 гг. из-за падения объемов добычи и переработки нефти, уменьшения выработки широкой фракции легких углеводородов и удорожания ее доставки на централизованные газодифракционирующие установки, суммарное товарное производство сжиженных газов в России уменьшилось на 2,68 млн т, или на 37%. При этом наибольшее падение пришлось на нефтехимические комбинаты (почти наполовину), нефтеперерабатывающие заводы (на 32%). В период 2001–2004 гг. производство сжиженных углеводородных газов выросло более, чем на 2 млн т, или почти на 35%. Прирост производства обусловлен в основном увеличением выработки ШФЛУ на ГПЗ Западной Сибири, повышением степени загрузки мощностей крупного Астраханского ГПЗ, а также за счет увеличения выпуска на нефтеперерабатывающих заводах.

В составе товарных сжиженных газов преобладает пропан-бутановая фракция (более 50%), нормальный бутан (20%) и изобутан (10%); остальное – пропан, пропан-пропиленовая фракция и смесь сжиженных газов.

Сжиженные нефтяные газы используются в России как коммунально-бытовое топливо, горючее для газобаллонных автомобилей, в промышленности (производство стекла, керамики, сушка красок, резка и сварка металлов и т.п.), а также для нужд сельскохозяйственного производства (сушка зерна, отопление теплиц, огневая культивация и т.п.). Сжиженные газы являются сырьем для нефтехимической промышленности, где они применяются как сырье пиролизных установок при получении этилена и пропилена; для синтеза мономеров в промышленности синтетического каучука (бутадиена, изопрена, изобутилена); при получении ряда химических продуктов, например, по реакции оксосинтеза, а также для выработки метилтретбутилового эфира (МТБЭ) – компонента автобензина, улучшающего его экологические характеристики.

Хотя сжиженные газы рассматриваются в данной статье как самостоятельный продукт, но тем не менее каждый из видов сжиженных газов имеет свою специфику потребления в различных сферах.

Пропановая фракция используется как нефтехимическое сырье (в основном, на пиролиз), как хладагент, для производства масел в нефтеперерабатывающей промышленности. Пропан является компонентом при компаундировании в производстве бытового газа и сжиженного газа для автомобилей. Перспективным направлением химической переработки пропана является его дегидрирование в пропилен. На нужды нефтехимической промышленности используется более 50% всего пропана.

Пропан-пропиленовая фракция используется для концентрирования и последующего разделения на пропан и пропилен. Подобная схема принята на ряде отечественных нефтеперерабатывающих заводов, в частности, на Московском НПЗ, где организовано крупное производство полипропилена на базе пропан-пропиленовой фракции нефтепереработки.

Изобутановая фракция в основном (90% и выше) используется для нужд промышленности синтетического каучука (получение изобутилена и изопрена), а также для получения метилтретбутилового эфира (МТБЭ). Однако в связи с уменьшением потребления

изобутана в производстве изопреновых каучуков, а также из-за замедления разворачивания производства МТБЭ, товарные ресурсы изобутана в последнее время превысили его потребление на нефтехимические нужды, и поэтому часть изобутана была использована как компонент бытового газа, а часть направлена на экспорт.

Бутановая фракция также используется для нужд нефтехимии (для пиролиза и дегидрирования). На эти цели расходуется с всех ресурсов нормального бутана. Бутановая фракция применяется также как компонент бытового газа и автогаза.

Пропан-бутановая фракция используется как компонент бытового газа, автогаза, для нужд промышленности и сельского хозяйства. На эти цели идет примерно 1/3 пропан-бутановой фракции; остальное – на пиролиз и разделение на индивидуальные фракции.

Фракция т.н. прочих сжиженных газов целиком используется на нужды нефтехимии.

Данные об объемах и структуре внутреннего потребления сжиженных газов в России в период 1990–2004 гг. приводится в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Динамика структуры внутреннего потребления сжиженных газов в России в период 1990–2001 гг., млн т [404]

Показатели	Годы					
	1990	1996	1997	2000	2001	2004
Суммарное потребление в России	5,85	3,57	3,57	4,59	4,85	6,70
в т.ч. нефтехимия	3,08	1,68	1,57	2,82	2,78	2,91
из них:						
производство этилена и пропилена	1,12	0,94	0,90	1,93	1,78	1,85
производство мономеров промышленности синтетического каучука	1,66	0,63	0,52	0,79	0,90	0,99
на прочие химические синтезы	0,30	0,11	0,15	0,10	0,10	0,07
Нехимические нужды	2,77	1,89	2,00	1,77	2,07	3,79
в т.ч. коммунально-бытовой сектор	2,27	1,54	1,70	1,17	1,10	1,10
автотранспорт	0,40	0,25	0,20	0,60	0,14	0,30
прочие нужды	0,10	0,10	0,10	–	0,83	2,39

В структуре внутреннего спроса на сжиженные газы в России ведущие позиции занимает нефтехимическая промышленность (почти 2/3 потребления). Доля нехимических сфер потребления – 38,6%, из которых наиболее крупным потребителем является население и коммунально-бытовой сектор. Но если потребление сжиженных газов в нефтехимии вплотную приблизилось в докризисному (1990 г.) уровню, то потребление его в коммунально-бытовом секторе составило в последние годы чуть больше половины от уровня 1990 г. Положение с обеспечением коммунально-бытового сектора сжиженными газами следует назвать критическим. Ведь в стране десятки миллионов человек пользуются сжиженным газом для отопления и приготовления пищи постоянно или сезонно. В 2004 г. 58 млн человек в 78 регионах страны использовали СУГ, причем в регионах Дальнего Востока, Забайкалья, Восточной Сибири, Северо-Запада, сельских районах Черноземья и в Поволжье использование СУГ населением было выше, чем сетевого газа. Потенциал спроса на сжиженные газы для коммунально-бытового сектора по крайней мере вдвое выше нынешнего уровня.

На относительно низком уровне стабилизировалось потребление сжиженных газов на автотранспорте. Созданная в 80-е годы инфраструктура потребления пропан-бутана для автотранспорта загружена не полностью. Сейчас из 28 млн единиц автотранспорта только 330 тыс. единиц использовали СУГ. Отметим, что использование сжиженного газа для нужд автотранспорта в перспективе может уменьшиться из-за конкуренции со стороны альтернативных видов газомоторного топлива – сжиженного природного газа и диметилового эфира. В 2003 г. для нужд автотранспорта использовалось 300 тыс. т СУГ.

Наиболее благоприятные тенденции отмечены в сфере потребления сжиженных газов для нужд нефтехимической промышленности. За период 1998–2002 гг. их потребление в нефтехимии возросло, причем рост коснулся и использования сжиженных газов для установок пиролиза и для предприятий промышленности синтетического каучука.

Особенно важным является пополнение сырьевой базы пиролиза. В России сырьевая база пиролиза традиционно основывалась на переработке бензиновых фракций прямой перегонки нефти с НПЗ. Однако в 90-е годы из-за падения объемов добычи и переработки нефти производство прямогонных бензиновых фракций уменьшилось и сырьевое обеспечение ряда крупных российских нефтехимических предприятий оказалось под угрозой. Подпитка пиролизных установок сжиженными газами во многом смягчила ситуацию с обеспечением нефтехимии углеводородным сырьем. Для иллюстрации ниже приведены данные об изменении структуры пиролизного сырья в России в 90-е годы (табл. 8.6).

Таблица 8.6

Динамика структуры сырьевой базы производства этилена и пропилена в России в 90-е годы и 2000–2004 гг. (%) [404]

Виды сырья	1990 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2004 г.
Нефтезаводские газы	0,5	–	–	–	–	–	–
Этан	6,5	11,0	10,7	11,5	8,7	8,0	6,6
Сжиженные газы	15,0	24,7	22,8	20,1	23,1	32,5	39,1
ШФЛУ	2,0	6,4	13,4	13,1	8,6	3,5	5,1
Прямогонные бензины	76,0	57,9	53,1	55,3	59,6	56,0	49,2

В суммарном потреблении сырья для нефтехимической промышленности доля сжиженных газов достигла в 2000 г. почти 30%, в 2004 г. – 35% (для сравнения в 1990 г. – 17,5%, в 1998 г. – 19,7%).

Перспективным направлением расширения сырьевой базы нефтехимии за счет сжиженных газов является применение уже упомянутой технологии дегидрирования пропана в пропилен. Это путь увеличения ресурсов пропилена для получения полипропилена, окиси пропилен и пропиленгликоля, нитрила акриловой кислоты и полиамидных волокон, акриловой кислоты и полиакрилатов, масляного альдегида, дваэтилгексанола и пластификаторов, для «кумольного» процесса получения фенола и ацетона.

Широкие возможности использования в нефтехимической промышленности имеют бутановые фракции (нормальный бутан и изобутан). Первый – для синтеза уксусной кислоты, уксусного ангидрида, полиэфирных смол, второй – для получения МТБЭ и полиизобутиленов.

Как показал мировой опыт, использование сжиженных газов для нужд нефтехимической промышленности является одним из наиболее эффективных направлений их применения. Практика развития нефтехимической промышленности США и Канады, сделавших в свое время ставку на сжиженные газы и этан, как основное сырье, а также современная картина быстрого развития нефтехимической промышленности на базе сжиженных газов в ближневосточных странах, в первую очередь, в Саудовской Аравии, подтверждают сказанное выше.

В России действует разветвленная система распределения сжиженных газов, которая включает в свой состав парк цистерн, принадлежащих компании «СГ-Транс» и дочерним структурам ОАО «Газпром». Имеются кустовые базы и газонаполнительные станции для приема, хранения и наполнения баллонов и других емкостей и отправки их мелким потребителям автотранспортом и баржами. Дальний транспорт сжиженных газов осуществляется железнодорожным транспортом. Функционирующий до 1988 г. магистральный продуктопровод для транспортирования сжиженных газов и ЦГФУ по маршруту Западная Сибирь – Урал – Поволжье после аварии не действует. Автомобильный транспорт для дальних перевозок сжиженных газов слишком дорог.

На внутреннем рынке сжиженных углеводородных газов сложилась двухсекторная модель. Внутренние цены для всех категорий потребителей (кроме населения) – рыночные. В 2005 г. они составляли порядка 8000 руб/т. Цены сжиженных газов для населения – регулируемые, они в 2005 г. были установлены на уровне 1600 руб/т. Подобная разница в ценах порождает т.н. «серые схемы» распределения, когда газ, предназначенный для продажи по регулируемым ценам продается по свободным ценам.

Экспорт сжиженного газа из России в период 90-х годов снизился почти в 2,3 раза (с 2,5 млн т в 1990 г. до 1,1 млн т в 2000 г. и до 0,91 млн т в 2004 г.). По данным агентства Петролеум Аргус экспорт сжиженного газа из России в 2001 г. составлял 1,2 млн т. Существенные изменения произошли в структуре экспорта: если в 1990 г. 80% сжиженного газа поставлялись в страны СНГ, то в 2001 г. в Белоруссию, Украину и страны Балтии было поставлено не более 20% экспортируемых сжиженных газов, а в страны т.н. «дальнего зарубежья» – 80%. Основными рынками сбыта российских сжиженных газов являются Финляндия и страны Центральной и Восточной Европы. В 2004 г. основная часть СУГ была направлена в Польшу, Финляндию, Украину, Турцию, Литву, Латвию.

Основным экспортным продуктом является пропан-бутановая смесь (43% всего экспорта сжиженных газов), а также пропан и бутан (по 26% поставок). Незначительны (5%) поставки изобутана, ШФЛУ, пропан-пропиленовой фракции.

Поставляемые из России сжиженные газы пользуются повышенным спросом из-за высокой чистоты продукта. Однако размеры экспорта ограничены пропускной способностью пограничных железнодорожных переходов, отсутствием собственного морского терминала, высокими транспортными тарифами, экспортной пошлиной в 40 евро/т и обязательными поставками продукта на внутренний рынок. Из-за сокращения экспорта в 90-е годы доля российских производителей на европейском рынке постепенно сокращается. Конкурентом России являются производители западноевропейских стран, на поступление из которых переориентируются некоторые страны Восточной и Центральной Европы. Конкуренцию российским сжиженным газам составляют транзитные поставки сжиженного газа из Казахстана после недавнего ввода крупного Тенгизского ГПЗ.

По оценке консалтинговой компании Purvin & Gertz экспорт газа из России, Казахстана, Азербайджана и Туркмении в 2005 г. возрастет до 1,7 млн т, 2010 г. – до 2,5 млн т, 2020 г. – до 3,7 млн т [407]. По их же прогнозу в 2010 г. экспорт из России увеличится на 0,9 млн т по сравнению с 2002 г.

В России имеются возможности для роста производства, потребления и экспорта сжиженных газов. На газоперерабатывающих заводах разработаны программы повышения степени утилизации попутного нефтяного газа, намечен рост мощностей установок газоразделения, сооружение новых межпромысловых и газосборных сетей. Этому должны способствовать меры по совершенствованию системы ценообразования на попутный нефтяной газ. Немалые надежды возлагаются на возросший интерес нефтяных компаний к проблеме использования попутного нефтяного газа.

Имеются возможности для роста производства сжиженных газов на нефтеперерабатывающих заводах. Практически на каждом НПЗ разработаны и реализуются программы модернизации и углубления переработки, целью которых является повышение выхода и улучшение качества нефтепродуктов, в т.ч. сжиженных газов.

Имеются возможности для увеличения производства сжиженных газов на ЦГФУ, мощности которых используются не полностью.

И, наконец, имеются значительные потенциальные ресурсы сжиженных газов в этансодержащих природных газах валанжинских горизонтов северных районов Тюменской области и п-ва Ямал [402].

Глава 9. Современное состояние и перспективы развития производства синтетических жидких топлив из природного газа

Тенденции в развитии мирового топливно-энергетического баланса определяют природно-ресурсные, политические и экономические факторы. Наиболее значимыми из них можно считать:

- возможность наращивания ресурсов нефти только за счет открытия относительно мелких и «тяжелых» с точки зрения геолого-экономических условий добычи и потому дорогих по показателям стоимости добычи месторождений;
- достаточно благоприятная ситуация с наращиванием запасов природного газа, хотя и здесь следует отметить появление крупных, но отдаленных и труднодоступных месторождений;
- снижение темпов потребления нефти в развитых странах, где развиты газовые рынки, и сохранение достаточно высоких темпов потребления нефти в развивающихся странах;
- рост зависимости стран-импортеров нефти от ОПЕК;
- использование нефти ОПЕК в качестве политического «оружия».

Тщательный анализ опубликованных отчетов по запасам нефти и динамике открытия новых месторождений привел многих экспертов к убеждению, что в течение ближайших десятилетий мир подойдет к отметке, регистрирующей, что половина существующих запасов нефти будет израсходована и ожидаемая добыча вступит в противоречие с растущим спросом на нефть. Столкновение этих тенденций может привести к дефициту нефти, увеличению цен на этот вид ресурса и станет мощной предпосылкой к переходу на альтернативные источники энергии.

Согласно многочисленным прогнозам российских и западных аналитиков, в ближайшие 10–20 лет ситуация существенно изменится в пользу приоритетного спроса на газ. В основе этого процесса лежат факторы природного, экономического и политического свойства, которые в комплексе предопределяют неизбежность изменения структуры мирового энергобаланса в пользу роста в нем доли газа. Неизбежный перспективный рост роли ОПЕК на мировом рынке нефти лишь ускорит замещение нефти газом в мировом энергобалансе. Правда, в ближайшие 10–20 лет происходить этот процесс будет, в основном, в промышленно развитой части мира, в то время как в развивающихся странах энергоносителем останется нефть.

Мировые цены на нефть отличаются изменчивостью. Даже если производителями и потребителями «согласован» приемлемый коридор цен (в настоящее время он находится в интервале 22–27 долл./барр.), все равно в определенные моменты времени мировая цена выходит и будет выходить из этого коридора. Только за последнее время мировые цены на нефть прошли путь от относительно умеренных цен 1997 г. (17,5 долл./барр.) до самого низкого за все предыдущее десятилетие уровня в 1998 г. (12,8 долл./барр.), и затем постепенного подъема к высокому уровню 30–40 долл./барр. в начале XXI в. И до 60–70 долл./барр. в 2005–2006 гг.

В период мировых нефтяных кризисов 70-х годов, когда цена на нефть поднималась до 35–38 долл./барр. во многих странах мира были провозглашены национальные программы развития производства альтернативных видов топлива. В последующем, интерес к альтернативным видам топлива, в т.ч. к синтетическим жидким топливам (СЖТ), получаемым из природного газа, вспыхивал в периоды роста мировых цен и угасал, когда мировые цены снижались.

Однако в последние годы, интерес к производству синтетических жидких топлив из природного газа не ослабевал даже в те периоды (конец 1997 г., 1998 г., начало 1999 г.), когда цены на нефть были на чрезвычайно низком уровне.

В чем же заключается интерес многих стран и крупнейших нефтегазовых компаний мира к производству СЖТ из природного газа и к технологиям их производства, которые по

международной терминологии называются технологиями GTL (gas-to-liquids, газ в жидкость).

Во-первых, развитие технологий GTL связано с освоением труднодоступных месторождений газа. В составе запасов природного газа в мире имеется большое число достаточно крупных и даже гигантских месторождений, расположенных в отдаленных и труднодоступных районах, вследствие чего традиционный способ «подключения» таких месторождений к газовым рынкам посредством традиционных магистральных газопроводов либо технически, либо экономически нецелесообразен. Вовлечение подобных месторождений в систему региональных газовых рынков возможно при помощи технологий переработки природного газа в СЖТ (технологий GTL).

Во-вторых, технологии GTL могут использоваться при эксплуатации относительно небольших, забалансовых месторождений, находящихся в отдаленных, но промышленно развивающихся районах, куда приходится завозить дорогие дальнепривозные нефтепродукты и моторные топлива. Исследования показали, что приемлемые (сопоставимые с нефтепереработкой) издержки производства моторных топлив по технологии GTL могут быть достигнуты на крупномасштабных установках. Однако если учесть затраты на доставку нефтепродуктов в отдаленные районы, где имеются газовые месторождения, возможно и на малогабаритных установках достигнуть более благоприятных показателей издержек на производство синтетических топлив, чем на дальнепривозные нефтяные моторные топлива [222].

В-третьих, в последнее время резко возросли требования к экологическим характеристикам моторных топлив и нефтепродуктов. Для удовлетворения ужесточающихся экологических требований нефтяникам во всем мире приходится расходовать миллиарды долларов. Технология GTL позволяет получать моторные топлива, отвечающие самым жестким экологическим требованиям (практически не содержат серы, имеют незначительное содержание ароматики). Использование продуктов, полученных при реализации технологий GTL, позволяет в большинстве случаев избежать необходимости значительных дополнительных инвестиций по сравнению с другими альтернативными топливами, так как может быть использована действующая инфраструктура потребления моторных топлив (танкеры, терминалы, хранилища, АЗС), не потребуются переделка транспортных средств. Получаемый по технологии GTL диметиловый эфир является отличным дизельным топливом, имеющим высокое цетановое число и не содержащим серы. При его применении потребуются некоторая переделка транспортных средств и систем заправки их топливом, однако можно использовать уже имеющиеся транспортные средства и системы их заправки, созданные для пропан-бутанового топлива. Продукты, полученные в технологических процессах GTL и используемые в качестве транспортного топлива, позволяют существенно снизить содержание вредных веществ в выхлопных газах. Результаты испытаний показали, что применение продуктов GTL вместо традиционного дизельного топлива при эксплуатации автобусного парка уменьшает выбросы оксида азота на 8%, твердых частиц на 31%, монооксида углерода на 49%, углеводородов на 35%. Учитывая все ужесточающиеся требования к охране окружающей среды от выбросов транспортных средств, возможность производства экологически чистых моторных топлив путем использования технологии GTL является альтернативой дорогостоящим процессам повышения качества нефтяных моторных топлив и может явиться дополнением при компаундировании нефтяных топлив с целью повышения их экологической безопасности.

В-четвертых, технологии GTL предоставляют возможность утилизации попутного нефтяного газа с целью получения из него моторных топлив и химических продуктов, уменьшая тем самым объемы сжигания попутного газа на промыслах.

Некоторыми экспертами технологии GTL рассматривается в качестве альтернативы при разработке и реализации проектов по производству и транспортировке сжиженного природного газа. По мнению автора, предпочтительнее говорить об одновременном осуществлении проектов по производству сжиженного природного газа и реализации

технологий GTL, которые будут взаимодополнять друг друга. Точно также технологии GTL могут сочетаться с разработкой газоконденсатных месторождений. При этом может быть реализовано производство СЖТ и налажен выпуск продуктов из газового конденсата.

История технологий получения СЖТ началась с открытия в 1923 г. немецкими химиками Францем Фишером и Хансом Тропшом процесса каталитического превращения синтез-газа (смеси оксида углерода и водорода) в жидкие углеводороды. На базе технологий получения синтез-газа и процесса Фишера-Тропша в Германии в 30-е годы были построены заводы по производству СЖТ из угля. В послевоенный период производство СЖТ из угля было освоено в ЮАР компанией Sasol. К настоящему времени мощности установок компании Sasol по производству СЖТ из угля составляют несколько миллионов тонн.

В 1985 г. введен в эксплуатацию первый промышленный агрегат по производству СЖТ из природного газа (технология GTL) компании Mobil в Новой Зеландии. Процесс осуществлялся в 2 стадии: синтез метанола и получение из метанола СЖТ. Однако из-за высоких издержек производства синтетических топлив была законсервирована вторая стадия процесса и компания Methanex, купившая у Mobil эту установку, производит на ней только метанол.

В настоящее время в мире имеются два действующих завода по переработке природного газа в синтетические жидкие топлива (СЖТ) компаний Sasol в Моссель-Бей (ЮАР) мощностью 1,15 млн т/год и Shell в Бинтулу (Малайзия) мощностью 625 тыс.т/год. Оба завода были введены в эксплуатацию в 1993 г.. Завод компании Shell после аварии в декабре 1997 г. был остановлен, но после ремонта и реконструкции начал вновь функционировать в 2001 г. Работают также опытные и опытно-промышленные установки: компании Exxon в г. Батон-Руж (шт. Луизиана, США) и компании Syntroleum в г. Тулса (шт. Оклахома, США), каждая мощностью около 10 тыс.т/год. Недавно введены в строй опытно-промышленные установки компаний Copoco Inc. в г. Понса-Сити (шт. Оклахома, США), British Petroleum в г. Никиски (шт. Аляска, США) и Rentech Inc. в г. Коммерц-Сити (шт. Колорадо, США).

Основными продуктами, получаемыми по технологии GTL, являются сжиженные газы, нефтя (фракции прямогонного бензина), дизельное топливо, специальные продукты (высокомолекулярные парафины). Среди продуктов переработки природного газа в СЖТ можно также назвать диметиловый эфир (ДМЭ) и ряд химических продуктов на его основе, не говоря уже о получаемых в больших объемах на действующих предприятиях метаноле, формальдегиде.

Нафта (легкие бензиновые фракции), получаемая по технологии GTL, имеет благоприятный фракционный состав, не содержит ароматических углеводородов и серы. Указанные свойства позволяют использовать такую нефть как высококачественное нефтехимическое сырье при производстве этилена и пропилена.

Дизельное топливо, получаемое по технологии GTL, имеет высокое цетановое число (60–70 по сравнению с 40–50 у дизельного топлива, получаемого на нефтеперерабатывающих заводах). Кроме этого дизельное топливо практически не содержит серы и имеет очень низкое содержание ароматических углеводородов. Учитывая тот факт, что нефтепереработчикам для удовлетворения все ужесточающихся требований к охране окружающей среды, в частности, с целью удаления серы из дизельного топлива, приходится тратить миллионы долларов, дизельное топливо по технологии GTL можно использовать для компаундирования с обычным нефтезаводским дизельным топливом, снижая затраты и обеспечивая повышенные экологические характеристики топлива.

Варьирование показателями температуры наличием и/или отсутствием процесса гидрокрекинга для облагораживания синтетических жидких топлив приводит к образованию разного выхода воска, смазок и дизельных топлив, прямоцепочечной парафинистой нефти и сжиженных нефтяных газов. Восковые и смазочные продукты обычно получают в диапазоне от 0 до 30%, дизельное топливо – от 50 до 80% и более легкие продукты до 25% общего количества получаемых синтетических жидких продуктов. Продукты процессов GTL имеют

высокое качество (содержание серы около нуля, высокое цетановое число и низкое содержание ароматики в дизельном топливе).

Сравнение качественных характеристик традиционного дизельного топлива и продукта технологии GTL приведено в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Сравнение качественных характеристик нефтяного и синтетического дизельных топлив [404]

Показатели	Нефтяное дизтопливо			Синтетическое дизтопливо
	США		ЕС	
	Современные требования ЕРА	Требования ЕРА 2006 г.	Еuro-4	
Содержание серы, ppm	350	10–15	50	0
Содержание ароматических углеводородов, %	30	30	11	<5
Цетановое число	45	45	49	74

Дизельное топливо установок GTL обычно не содержит серы и состоит в основном из парафинистых углеводородов (содержание ароматики меньше 5%), поэтому должно рассматриваться как потенциально важный элемент смешения при производстве экологически чистых моторных топлив.

Стандарты на выхлопы для тяжелых и легких дизельных грузовиков в последнее время были ужесточены для значительно количества регионов. В стандарты введены предельные величины по выбросам серы, твердых частиц, ароматики, полиядерной ароматики и оксидам азота.

В Европейских странах, а также в Японии и США, лимиты на содержание серы в моторных топливах составляют 10–50 ppm (табл. 9.2), в то время как в других странах, включая многие развивающиеся, эти нормативы составляют 200–2000 ppm. Помимо серы в Европе регулируется содержание ароматики на уровне 11% масс.

Таблица 9.2

Динамика показателя содержания серы в дизельном топливе (частей на млн, ppm) [408]

Страна	Годы														
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
США	500										15				
Страны ЕС	500				350					50				10	
Япония	500									50		10		10	
Австралия	2000						500				50				
Китай	5000		2000												
Южная Корея	2000		500				430								
Индия	5000				2500					500					
Тайвань	500					350									
Пакистан	10000				5000										
Вьетнам	10000							2000			500				

Выполненные исследования продемонстрировали заметное уменьшение выбросов при применении дизельного топлива установок GTL в чистом виде или в виде смесей по сравнению не только с высокосернистым дизельным топливом, но также и с низкосернистым, низкоароматическим дизельным топливом НПЗ. Отмечается 40–50%-ное снижение выбросов углеводородов (УВ), 9% NO_x и 30% твердых частиц, по сравнению с низкосернистым дизельным топливом НПЗ. Другое исследование показало преимущество дизельного топлива установок GTL по выбросам для тяжелых и легких автомобилей как с существующими двигателями, так и с двигателями, разработанными для новых стандартов евро-4 и евро-5. Причем преимущество достигается и для 15–30%-ных смесей обычного дизельного топлива и продукции GTL, и для 100-го дизельного топлива с установок GTL.

Хотя выбросы выхлопных газов автомобилей, работающих на дизельном топливе установок GTL, с точки зрения выхода парниковых газов несколько выше, чем при использовании дизельного топлива НПЗ (480 г/миля CO₂ против 460 г/миля). Но учитывая то

обстоятельство, что львиная доля выбросов CO₂ производится далеко от населенных пунктов, незначительной разницей при использовании различных видов дизельных топлив можно пренебречь.

Дизельное топливо с установок GTL дополнительно к тому, что имеет низкое содержание серы, является высокопарафинистым, в результате чего имеет высокое цетановое число 70–75. Кроме того, оно имеет более низкую плотность, чем дизельное топливо НПЗ (0,77–0,80 кг/л против 0.83–0,85 кг/л), что позволяет получать «премию по плотности».

Дизельное топливо установок GTL можно использовать в чистом виде, но по ряду причин оно более практично в качестве элемента смешения. Это обеспечивает следующие преимущества:

- более низкую плотность и ощутимое снижение расхода (галлон на 100 миль) при сравнении со стандартным дизельным топливом;
- чистое дизельное топливо с установок GTL потребовало бы отдельной инфраструктуры и некоторой модификации автомобиля. Это могло бы исключить ключевое преимущество топлив с установок GTL, а именно то, что топливо совместимо для применения в сочетании с современными стандартными топливами НПЗ;
- дизельное топливо с установок GTL имеет относительно плохие свойства холодного старта. Это не проблема для стран с теплым климатом, но несомненно должна быть преодолена при использовании в странах с холодным климатом;
- в странах с жесткими спецификациями по содержанию серы в дизельном топливе (10–50 ppm) применение дизельного топлива установок GTL для смешения с традиционным дизельным топливом даст возможность соблюдать эти нормы.

Таким образом, дизельное топливо с установок GTL более выгодно использовать для смешения с тем, чтобы привести свойства стандартного дизельного топлива с НПЗ в соответствие со спецификациями на моторные топлива.

Дизельное топливо, как продукт технологий GTL, представляет наибольший интерес для потребителей, т.к. в перспективе намечаются высокие темпы роста спроса на дизельное топливо как в мире в целом (1350 млн т/год), так на европейском и азиатском рынках. По оценке экспертов консалтинговой компании Chem System спрос на дизельное топливо с различным содержанием серы на европейском и азиатском рынках будет расти следующим образом (табл. 9.3).

Таблица 9.3

Прогноз спроса на дизельное топливо на европейском и азиатском рынках, млн т [408]

Показатели	Дизельное топливо с содержанием S			Итого
	>1000 ppm	50–1000 ppm	< 50 ppm	
Европейский рынок				
2000 г.	100	150	0	250
2005 г.	–	110	150	260
2010 г.	–	100	170	270
2015 г.	–	90	190	280
Азиатский рынок				
2000 г.	130	110	.	240
2005 г.	200	70	50	320
2010 г.	200	90	110	400
2015 г.	–	350	150	500

Кроме дизельного топлива, наиболее нужного продукта, получаемого по технологии GTL, существуют и другие продукты (смазки, воски и нефтя), которые представляют интерес для потребителей. *Высокомолекулярные парафины, получаемые по технологии GTL*, это: парафины, церезины, воски, находящие применение для получения синтетических масел, смазок, присадок, поверхностно-активных веществ, химико-фармацевтической продукции. Наиболее привлекательный рынок – это **рынок смазок**; мировой спрос на высококачественные смазки вырастет в период до 2020 г. на 15%, что вынуждает строить

мощности по производству смазок.

Тяжелые парафины, производимые по технологии GTL, не имеют в своем составе серы; они высоковязкие; имеют низкие показатели разлива и летучести и являются лучшим базовым сырьем для производства смазок по сравнению с продуктами нефтепереработки. Однако вследствие относительно малой емкости рынка смазок даже одна установки GTL мирового класса (50000–100000 барр./сут, или 2,5–5,0 млн тСЖТ, в т.ч. 15000–30000 барр./сут (0,75–1,5 млн т) консистентных смазок) сможет обеспечить значительную долю мирового рынка, что следует учитывать при выборе схемы производства СЖТ путем конверсии высокопарафинистых соединений в дизельное топливо и нефть. Нефть имеет широкое применение в нефтехимической промышленности.

По расчетам специалистов ВНИИГАЗ издержки производства традиционного дизельного топлива и синтетического топлива близки (табл. 9.4).

Таблица 9.4

Сравнение издержек производства нефтяного и синтетического дизельного топлива (долл./барр.)

	GTL	НПЗ
Природный газ по 40 долл./тыс. м ³	10,2	–
Нефть	–	25,0
Операционные расходы	4,0	2,5
Возврат на капитал	18,0	6,5
Итого	32,2	34,0

Диметиловый эфир, получаемый из природного газа, является отличным дизельным топливом, прошедшим многочисленные испытания и доказавшим свои экологические, эксплуатационные и экономические преимущества. Кроме того диметиловый эфир может использоваться как энергоноситель на электростанциях и как химическое сырье.

Для организации производства СЖТ необходимо соблюдение некоторых обязательных условий. Во-первых, необходимы значительные запасы природного газа. Мощность месторождения должна обеспечить функционирование предприятия по производству СЖТ мощностью до 5 млн т/год в течение по крайней мере 30 лет (от 300 млрд м³ и выше). При этом газ должен быть дешевым (не дороже 18–25 долл./тыс.м³). Это означает, что при организации производства не могут рассматриваться действующие месторождения, в частности те, которые обеспечивают экспортные поставки, ибо в этом случае цена исходного газа должна находиться на уровне цены экспорта газа (порядка 100 долл./тыс.м³), что сделает производство СЖТ экономически нецелесообразным.

Во-вторых, должны быть в наличии мотивация, финансовые ресурсы, схемы финансирования крупных проектов (мега-проектов).

В-третьих, должны наличествовать технологические разработки, как уже действующие, так и находящиеся в стадии опытно-промышленных испытаний.

В-четвертых, желательно наличие социальной и инженерной инфраструктуры в местах намечаемой дислокации объектов по производству СЖТ. Правда, разработчики технологий GTL считают, что для промышленной реализации таких технологий нужны только запасы газа и площадка для сооружения завода. Все объекты инфраструктуры, в частности, электро-, водообеспечение может быть организовано на базе имеющегося природного газа.

В-пятых, необходим анализ реализации объявленных проектов производства СЖТ. Подобный опыт накапливается и тщательно анализируется экспертами.

В-шестых, должны быть выполнены необходимые маркетинговые разработки и определены сценарии потенциального спроса на продукцию, получаемую по технологиям GTL. При этом необходимо отчетливо представлять себе, что продуктам технологий GTL будет затруднен доступ на рынки, поскольку имеются не так уж много мест, где имеются ресурсы газа т.н. «запертых месторождений», и что эти места достаточно далеко отстоят от имеющихся рынков.

На основании анализа опыта работы промышленных установок можно считать, что первые комплексы по производству СЖТ из природного газа не достигли коммерческого

успеха по причине достаточно высокой стоимости производства. Приемлемые производственно-финансовые показатели на действующей установке компании Shell в Бинтулу достигаются за счет реализации получаемых в процессе высокомолекулярных соединений (парафинов, церезинов), а на установке компании Sasol в Моссель-Бей – за счет реализации побочно получаемых химических продуктов. Несмотря на низкие показатели в работе установок первого поколения пионеры технологий GTL (компании Mobil, Shell, Sasol) продолжили исследования и разработали технологии второго поколения, Собственные технологии разработали крупнейшие нефтегазовые компании (Еххон, ВР, Conoco), а также технологические компании (Syntroleum, Rentech, Haldor Topsoe и др.). Технологии GTL нового поколения по сравнению с показателями действующих и реконструируемых установок обеспечивают прогресс не только в технических решениях, но и в технико-экономических показателях. В частности, ожидается снижение удельных капитальных затрат на 1 т СЖТ (табл. 9.5).

Таблица 9.5

Сравнение усредненных показателей удельных капитальных затрат по технологиям получения синтетических жидких топлив из природного газа различных поколений [222]

	Действующие установки	Модернизируемые действующие установки	Планируемые проекты (технологии второго поколения)	Желательный уровень (технологии третьего поколения)
Удельные капиталовложения, долл./т	1200	800	600	400–500

Технологии GTL относятся к таким, в которых активно проявляется «эффект масштаба», т.е. наблюдается заметное снижение удельных капиталовложений при росте мощностей (табл. 9.6).

Таблица 9.6

Зависимость удельных капвложений от мощности завода по производству СЖТ [222]

Мощность, тыс. т/год	500	1000	1500	2500	5000	7500
Удельные капвложения, долл./т	900	700	600	500	440	400

Влияние «эффекта масштаба» проявляется и в производстве диметилового эфира (табл. 9.7).

Таблица 9.7

Экономические показатели производства диметилового эфира (ДМЭ) [153, 410]

Мощность завода, млн т/год	Удельные капитальные вложения, долл./т
6,0	495
12,0	402
18,0	356

В настоящее время разработаны следующие процессы получения СЖТ из природного газа:

1. Sasol-Chevron (синтез-газ – автотермический риформинг ATR; процесс Фишера-Тропша – технология Sasol в сларри-реакторах; изо-крекинг по технологии Chevron).
2. Royal Dutch/Shell – усовершенствованная технология Shell, используемая на действующем заводе в Бинтулу (Малайзия). Многотрубчатый реактор компании Shell с фирменным кобальтовым катализатором.
3. Еххон Mobil – мультифазный сларри-реактор с кобальтовым катализатором, легкий гидрокрекинг и фракционирование. Синтез-газ по технологии Synergy Technologies с использованием плазменной дуги.
4. Conoco – парциальное окисление природного газа, уникальная суспензионная реакторная система для реакции Фишера-Тропша, облагораживание получаемых продуктов.
5. Syntroleum – автотермический риформинг с кислородом воздуха; собственный процесс по реакции Фишера-Тропша на кобальтовом катализаторе; гидроизомеризация и

разделение углеводородов по технологии компаний Lyondell, UOP.

6. Rentech – собственная технология, реализуемая вначале на опытной установке, созданной на базе малорентабельного метанольного завода.
7. Statoil – процесс ATR компании Лурги и сларри-реактор с кобальтовым катализатором для реакции Фишера-Тропша. Мощность опытно-промышленной установки – 43,6 тыс. т/год.
8. British Petroleum – технология риформинга BP/Davy, собственный катализатор процесса Фишера-Тропша. Мощность опытно-промышленной установки в Никиски на Аляске 10,4 тыс.т/год.

Компания Sasol (ЮАР), имеющая наибольший практический опыт производства СЖТ, объединила усилия с американской нефтяной компанией Chevron-Texaso для реализации двух крупных проектов: проекта ORIX по строительству завода по производству СЖТ в Катаре; проекта Escravos по сооружению аналогичного завода в Нигерии. В обоих случаях использованы технологии, сочетающие наработки компании Sasol в области производства синтез-газа и лицензированную технологию компании Haldor Topsøe (сочетание парциального окисления ATR и риформинга природного газа); синтеза жидких продуктов в так называемых сларри-реакторах с использованием Co-Zn катализаторов; опыт компании Chevron в области облагораживания нефтепродуктов (легкий гидрокрекинг синтетических жидких углеводородов), а также практику проектирования и строительства компании Foster Wheeler. Проектные концепции были разработаны компанией Foster Wheeler еще в 1997 г. При доработке технологий компании Sasol и Chevron Texaso обращали основное внимание на повышение энергетической эффективности, снижение удельных капитальных и эксплуатационных затрат и экологичность проекта. Компания Foster Wheeler при разработке и реализации проекта ORIX использовала интегрированный подход, соединяющий при помощи блока управления производственные, вспомогательные (энергообеспечение, транспорт) объекты, а также внеплощадочные объекты инженерной и социальной инфраструктуры.

Компания Royal Dutch/Shell еще в 1970 г. организовала в Амстердаме лабораторию по изучению технологий GTL, а в 1983 г. построила там опытную установку. На ее основе были разработаны регламенты, проект и в 1993 г. построена промышленная установка в Бинтулу (Малайзия).

Компания Royal Dutch/Shell, уже более 10 лет эксплуатирующая установку в Бинтулу (Малайзия) внесла ряд нововведений в технологию получения СЖТ в период реконструкции установки в Бинтулу. Технологическая цепочка производства СЖТ компании Shell состоит из процесса получения синтез-газа некаталитическим адиабатическим окислением природного газа; синтез осуществляется в многотрубчатом реакторе, заполненном кобальт-цинковым катализатором. Особенностью технологии Shell является получение довольно значительных объемов производства высокомолекулярных углеводородов. Компания Shell является мировым монополистом в производстве таких соединений.

По сообщению представителя компании Shell Люка Керстена, сделанному на Международной конференции «LNG & GTL: World and Russian Prospects» (Москва, 26–27 мая 2004 г.), типичные выходы продукции по технологии компании Shell таковы (% вес): сжиженный нефтяной газ (пропан, бутаны) – 0–5%; нефть (сырье для нефтехимии) – 30–40%; газойль (сырье для производства дизельного топлива высокого качества) – 40–70%; высокомолекулярные парафины (сырье для производства синтетических моющих средств) – 0–5%; высокомолекулярные парафины и церезины (сырье для получения базовых масел и присадок) – 0–10. Отмечается большой разброс показателей в интервале показателей выхода конечной продукции, что говорит о возможности выбора различных режимов осуществления процесса. Компания считает, что технология, используемая на установке в Бинтулу, готова к воспроизведению в большем масштабе. Компания Shell поставила задачу снижения удельных капитальных затрат до 340 долл/т годовой мощности. Этого можно добиться путем уменьшения размеров реактора, усовершенствования катализаторов синтеза,

усовершенствования контроля температуры, применением процесса ожижения (флюидизации) и новых конструкций аппаратуры, а также обеспечения работы установки в оптимизированных рабочих условиях. Немаловажной является также синергия, включающая интеграцию установки с генерированием электроэнергии и производством водорода. Возможно также использование перспективных технологий при трубопроводном транспорте газа на установку GTL. Эти технологические решения заложены в проект сооружения завода по производству СЖТ, который намерена реализовать компания Shell совместно с Qatar Petroleum Corp. в Катаре. Проект намечается осуществить в виде двух очередей по 3,5 млн т/год каждая в период 2007–2011 гг. Преимуществами проекта сооружения заводов по производству СЖТ компания Shell считает: возможность использовать богатые ресурсы месторождения North field; вовлечь в переработку попутный нефтяной газ, в больших количествах сжигаемый на факелах; получение экологически чистой продукции, обеспечивающей для ряда стран диверсификацию поставок энергоносителей; создать удачное дополнение к имеющимся в Катаре заводам по сжижению СПГ, обеспечивая при этом интегральное снижение удельных капитальных затрат и издержек производства за счет создания и эксплуатации совместных объектов инженерной инфраструктуры; получение сырья для развития собственной нефтехимической промышленности (нафта – для производства этилена и пропилена, высокомолекулярные парафины – для получения синтетических моющих средств).

Разработчики проекта отмечают также и его недостатки: высокие капиталовложения, отсутствие местного производства оборудования. По оценкам компании Shell структура инвестиций в производство СЖТ: добыча газа – 10% (в случае добычи газа на шельфе – 20%); непосредственно производство СЖТ – 40%; переработка синтетических продуктов и выпуск на их основе товарных продуктов – 15%; объекты инфраструктуры – 5–10%; прочие расходы, страховка – 15%.

Проект компании Shell в Катаре является крупнейшим (мега-проект) и интегрирующим (охватывает все стадии от пласта до рынка товарной продукции). По оценке представителя компании суммарные капиталовложения в реализацию проекта – 5 млрд долл., ввод первой очереди – 2009 г.

Монетизация гигантского месторождения North Field имеет громадное стратегическое значение для Катара, давая возможность развивать четыре ключевых направления: сжиженный природный газ, трубопроводный транспорт газа, производство нефтехимиков и технологию GTL, причем все четыре направления являются взаимосвязанными.

Технологический процесс получения СЖТ компания Exxon Mobil Corp. начала отрабатывать на опытно-промышленной установке в г. Батон-Руж (шт. Луизиана, США) с 1991 г. На первой стадии используется процесс некаталитического адиабатического окисления ATR по лицензии компании Haldor Topsoe, на второй – собственный процесс синтеза по реакции Фишера-Тропша в сларри-реакторах с использованием железного катализатора; на третьей – процессы доведения СЖТ до кондиций товарных продуктов, применяемые компанией Exxon Mobil на собственных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). С использованием указанных технологий компания Exxon Mobil разработала проект строительства крупного завода по производству СЖТ в Катаре. Мощность завода – 7,7 млн т/год, предполагаемый год ввода – 2011 г. Проект является интегрированным: он охватывает все стадии от добычи сырья до реализации готовой продукции.

Технологические процессы получения СЖТ американская компания Conoco-Phillips отрабатывала на опытно-промышленной установке в г. Понса-Сити (шт. Колорадо, США), созданной на базе небольшого нефтеперерабатывающего завода. Установка в настоящее время имеет мощность 20 тыс.т/год; она была введена в эксплуатацию в 2003 г. Технологическая цепочка состоит из процесса получения синтез-газа парциальным окислением природного газа; реакции Фишера-Тропша, осуществляемой в сларри-реакторах и трубчатых реакторах с использованием суспензионной системы; процессов облагораживания СЖТ по технологиям, используемым компанией Conoco-Phillips на своих

НПЗ.

Компания Conoco-Phillips Co. заключила с компанией Qatar Petroleum Corp. соглашение о сооружении двух заводов по производству СЖТ на базе природного газа месторождения North field в Катаре. Суммарная мощность установок 8 млн т/год. За счет масштабов производства и собственных достижений в области технологии производства СЖТ компания Conoco-Phillips Co. планирует добиться снижения удельных капитальных затрат с 600 долл./т (на модернизированных действующих установках) и 400 долл./т (на установках, планируемых другими компаниями в 2006–2007 гг.) до 260 долл./т.

Залогом будущих успехов проекта компания Conoco-Phillips Co. считает:

- 1) Объем, качество и цену исходного природного газа. Проект базируется на запасах крупнейшего в мире газового месторождения North field. Вообще компания считает, что минимально допустимый уровень запасов газа для обеспечения завода мощностью 2–4 млн т/год должен составлять 112–224 млрд м³ (при условии функционирования завода в течение 25 лет). Учитывая, что в газе месторождения North field имеется высокое содержание конденсата и низкое содержание азота, при переработке такого газа может быть обеспечено эффективное использование газа;
- 2) наличие в месте строительства объектов инфраструктуры, созданной для производства сжиженного природного газа (объекты энерго-, водо-, теплообеспечения), квалифицированной рабочей силы делает выбранный район размещения завода весьма выгодным;
- 3) возможность расширения масштабов производства, обусловленная емкостью рынков сбыта продукции;
- 4) наличие солидных партнеров, в частности, национальной нефтяной компании Qatar Petroleum Co.;
- 5) поддержка Правительства страны, где реализуется проект. Похоже, что Правительство Катара сделало ставку на переработку собственных газовых ресурсов, в частности, для производства СПГ и СЖТ, поэтому активно поддерживает проекты, создает благоприятные налоговые условия, что привлекает инвесторов.

Стоит отметить, что в Катаре и Нигерии, странах, где собираются внедрять свои технологии компании Sasol-Chevron, Shell, Exxon Mobil и Conoco-Phillips, сложились уникальные условия не противопоставлять газовые альтернативы (СПГ и СЖТ), а сочетать их. По расчетам специалистов ВНИИГАЗ сочетание производств СПГ и СЖТ может дать заметный экономический эффект (табл. 9.8).

Таблица 9.8

Сравнение технико-экономических показателей совместного и раздельного производства СПГ и СЖТ

№№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Раздельное производство		Совместное производство СПГ и СЖТ
			СПГ	СЖТ	
1	Мощность завода	млрд м ³	5,0	5,0	10,0
	То же	млн т	3,62	2,56	3,62+2,56
2	Цена продукции	долл./т	140	220	174
3	Капиталовложения	млрд долл.	1,1	2,1	2,5
4	Эксплуатационные затраты	млн долл./год	20,0	90,0	210,0
5	Транспортные издержки	долл./т	20	13	17
6	Расстояние транспортировки	км	4000	4000	4000
7	Внутренняя норма рентабельности проекта (IRR)	%	12,0	12,2	15,4
8	Чистый дисконтированный доход проекта (NPV)	млн долл.	1286	2825	8923

Активные усилия в деле разработки технологических процессов производства СЖТ предпринимает государственная нефтяная компания Statoil. В 2001 г. эта компания совместно с компанией Petro SA, а с 2002 г. совместно с компанией Technip, начала строительство полупромышленной установки, пуск которой был намечен на 2004 г. Для стадии получения синтез-газа предложено использовать процесс автотермического риформинга природного газа; процесс намечено осуществлять с использованием

парокислородной смеси. Для стадии получения СЖТ по реакции Фишера-Тропша предложено использовать сларри-реактор колонного типа с кобальтовым катализатором. Для стадии облагораживания полученных СЖТ рекомендовано использовать мягкий гидрокрекинг для превращения синтетических нефти и газойля в высококачественное нефтехимическое сырье и дизельное топливо с цетановым числом 60–70, а также для получения базовых масел. Компания Statoil совместно с Petro SA разрабатывает проект крупномасштабного завода, на котором будет установлен самый большой в мире реактор автотермического риформинга, обеспечивающий минимальный уровень эмиссии CO₂.

Компания Syntroleum, занимающаяся технологическими разработками, предложила собственную технологию проведения реакции получения синтез-газа методом парциального окисления природного газа воздухом; реакцию Фишера-Тропша компания Syntroleum предлагает осуществлять в сларри-реакторах и трубчатых реакторах с использованием кобальтовых катализаторов и трехоксида алюминия. Представители компании Syntroleum утверждают, что им удастся справиться с большим количеством азота в реакционной смеси в связи с использованием окисления воздухом, а не кислородом. При этом становится ненужной дорогостоящая кислородная установка. Компания затратила 60 млн долл. на сооружение пилотной установки в г. Тулса (шт. Оклахома, США). При процессе Syntroleum получается высококачественное дизельное топливо с цетановым числом 74, не содержащее серы и ароматических углеводородов.

Компания Syntroleum сотрудничает с нефтяной компанией Marathon Oil. Ими разработан проект крупной установки, базирующейся на баржах. Каждая баржа представляет собой сооружение, размером 250 490 11 м, весом 35 тыс. т, стоимостью 400 млн долл. и производительностью 1 млн т/год. Расход газа – 1,8 млрд м³/т, выход нефти – 365 тыс.т/год, дизельного топлива – 435 тыс.т/год, пропан-бутановой фракции – 220 тыс.т/год. По оценкам специалистов компании издержки производства СЖТ составят 13 долл./млн БТЕ, что может оказаться ниже, чем для традиционных моторных топлив из нефти.

Компания British Petroleum недавно ввела в эксплуатацию опытно-промышленную установку получения СЖТ в Никиски (Аляска), а в конце 2005 г. планирует ввод пилотной установки.

Технологическая цепочка получения СЖТ компанией BP состоит из установок риформинга природного газа по лицензии компаний BP и Davy, синтеза СЖТ по реакции Фишера-Тропша в многослойном сларри-реакторе с кобальтовым катализатором и гидрокрекинга.

Кроме этого имеются технологии получения СЖТ, разработанные компанией Rentech (процесс Фишера-Тропша осуществляется в сларри-реакторе с железным катализатором); компанией ENI и французским институтом нефти (процесс Фишера-Тропша в сларри-реакторах с кобальтовым катализатором).

Каждая из компаний, работавших в области получения СЖТ, считает свою технологию лучшей. Из-за применения различных методик расчета технико-экономических показателей, разных условий, в которых предполагалась реализация проекта (реконструкция, использование имеющейся инфраструктуры, новое строительство), сопоставление технико-экономических показателей указанных выше технологий затруднено. Инженерная компания Reytheon Engineering and Construction Inc. (Хьюстон, США) выполнила сравнение технико-экономических показателей технологий GTL, разработанных различными компаниями, в сопоставимых условиях (табл. 9.9). В табл. 9.9 использованы исходные данные компаний. Расчеты выполнены для условий региона Ближнего Востока, цена исходного природного газа – 18 долл./тыс. м³.

Кроме сопоставления технико-экономических показателей, еще одним методом сравнения технологий является определение энергетического КПД, измеряемого количеством затраченной энергии (в БТЕ – британских тепловых единицах) на баррель получаемых в технологиях GTL жидких продуктов. Результаты сравнения технологий по указанному критерию приведены в табл. 9.10.

Таблица 9.9

Сравнительный экономический анализ различных вариантов технологий GTL [411]

Показатели	Варианты технологий										
	Exxon Mobil		Shell		Sasol		Syntroleum		Rentech		Conoco
	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А
Суммарные капиталовложения, млн долл.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	1039	1095	1258	1302	1268	1324	1720
Суммарная выручка, млн долл.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	264	367	205	294	295	398	386
Внутренняя норма рентабельности, %	14,3	18,2	13,2	16,9	16,7	21,3	10,7	15,0	15,4	19,4	17,3
Чистый приведенный доход, млн долл.	361	755	293	686	442	839	52	400	426	823	н.д.
Суммарная мощность по производству синтетических жидких углеводородов, тыс.т/год	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	2500	2500	2000	2000	2750	2750	3600
Удельные капиталовложения, долл./т	480	500	520	540	408	430	630	643	465	480	478

Вариант А – без производства синтетических смазок; Б – с производством синтетических смазок, н.д. – нет данных

Таблица 9.10

Сравнение энергетического КПД по технологиям GTL [222]

	Conoco	Sasol-Chevron	Exxon	Shell
Энергетический КПД (млн БТЕ/барр.)	8.3	8.5	9.3	9.8

Консалтинговой компанией Chem Systems рассчитаны цены СЖТ, получаемых по разным технологиям (табл. 9.11). Предполагается, что производство организовано в регионе Ближнего Востока при условии цен на исходный природный газ 18 долл./тыс. м³. Цены СЖТ определены для районов потребления в долл./барр.

Таблица 9.11

Цены синтетического топлива, получаемого по разным технологиям, в районе потребления, долл./барр. [412]

Показатели	Технологии					
	Conoco	Exxon Mobil	Rentech	Sasol	Shell	Syntroleum
Цена сиф США	28	29	32	32	35	38
Цена сиф Западная Европа	27	28	30	30	32	35
Цена сиф Япония	30	31	34	34	36	39

Как видно из сравнительных оценок, выполненных различными консалтинговыми компаниями, наилучшие показатели отмечены у технологии Conoco.

Однако сравнительное небольшое отклонение технико-экономических и производственно-финансовых показателей по технологиям различных компаний не позволяет дать однозначного ответа о преимуществах той или иной технологии.

Каждая из западных компаний, разработавших проект, по данным расчета его экономической эффективности, гарантирует рентабельность проекта в размере 15–20%, что является вполне приемлемым уровнем для проектов в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

В настоящее время разработаны проекты крупных установок по производству СЖТ из природного газа; осуществляется сооружение нескольких демонстрационных установок малой и средней мощности, ввод которых намечен на ближайшие годы. Специалисты ожидают, что в лучшем случае пуск первой крупной промышленной установки по технологии GTL нового поколения состоится в 2007 г.

Список проектов по производству СЖТ приводится в табл. 9.12.

Первыми из установок по технологии GTL нового поколения будут введены опытно-промышленные и пилотные установки.

Таблица 9.12

Проекты по производству синтетических жидких углеводородов [222, 285, 413]

№№ п/п	Компания, пункт размещения, страна	Мощность, тыс.т/год	Сведения о проекте
1	2	3	4
Объявленные проекты			
1	Mossgas (Pty) Ltd, Моссель-Бей, ЮАР	3500	Проект компании Sasol. Начально предполагаемый срок пуска – 2002 г. – перенесен. Усовершенствованная технология компании Sasol.
2	Reema International, Пойнт-Лисас, Тринидад и Тобаго	500	Стоимость проекта 300 млн.долл. Пуск – 2004 г. Разработка проекта – компания Parsons.
3	Syntroleum Sweetwater Operations Ltd, п-в Барруп, Австралия	500	Стоимость проекта – 400 млн.долл. Предполагаемый пуск – 2004 г. Разработчик проекта – компания Tessag Industrie-Anlagen
4	Escravos GTL-project (СП компаний Sasol и Chevron), Нигерия	1700	Проект рассчитан на переработку попутного нефтяного газа. Стоимость проекта 800 млн долл. Предполагаемый пуск – 2007 г. Разработчики проекта – компании Foster Wheeler, Snamprogetti, JGC, KBR.
5	Sasol-Chevron Ltd, Рас-Лаффан, Катар	1700	Стоимость проекта – 800 млн долл. Предполагаемый пуск – 2006 г. Разработчик проекта – компания Foster Wheeler.
6	Empressa Nacional del Petroleo, Понта Аренас, Чили	3750 (первоначальный замысел), затем 500	Стоимость первоначального проекта – 1700 млн долл. Предполагаемый пуск установки средней мощности – конец 2006 г.
7	Royal Dutch/Shell, Petronas, Малайзия	500–750	Проект разработан, но решение о его реализации не принято. Технология – Rentech.
8	Exxon-Mobil Corp., Норт-Слоуп, Аляска, США	2500	Проект разработан, но решение о его реализации не принято.
Планируемые проекты			
9	Rentech Inc., шт.Вайоминг, США	500	Стоимость проекта – 252 млн долл. Срок пуска не назван.
10	Iranian National Oil Co совместно с Royal Dutch/Shell, район месторождения Южный Парс, Иран	3500	Ожидаемый пуск – 2005 г. Реальный пуск перенесен на более поздний срок.
11	Egyptian Gas and Petroleum Co. Совместно с Royal Dutch/Shell, Египет	3850	Совместное производство с заводом СПГ, планируемый пуск – 2005 г. перенесен на более поздний срок.
12	Shell Gas and Power, Тьерра дель Фуэго, Аргентина		Нет сведений
13	Shell Gas and Power, Северные территории, Австралия		Нет сведений
14	GTL Bolivia SA, Санта-Круз, Боливия	500	Проектировщик – Jacobs Engineering, пуск 2007
15	National Petrochemical Co., Иран	2000	Пуск 2006
16	Exxon Mobil/Qatar Petroleum, Лас-Лаффан	7700	План пуска 2011 г.
17	Shell Oil/Qatar Petroleum, Рас-Лаффан, Катар	7000	План пуска 2010 г.
Проекты опытных и пилотных установок			
18	Rentech Inc., Коммерс-Сити, Колорадо, США	40	Пуск – 2002 г., Стоимость проекта – 20–25 млн долл. Переделка имеющейся там метанольной установки.
19	British Petroleum, Никиски, Аляска, США	15	Опытная установка, пуск – 2002 г.
20	Conoco Inc. Понса-Сити, Оклахома, США	20	Пилотная установка, пуск – 2002 г. Стоимость проекта – 75 млн долл.
21	Mossgas, Моссель-Бей ЮАР	70	Пилотная установка – пуск 2002 г. Продукция – жидкие углеводороды и специальные продукты

Компания Rentech Inc. планировала в конце 2002 г. ввести в эксплуатацию установку мощностью 40 тыс. т/год в г. Коммерс-Сити, шт. Колорадо, США. Компания British Petroleum практически завершила строительство пилотной установки на Аляске. Если испытания установки пройдут нормально, компания British Petroleum может начать реализацию коммерческого проекта мощностью 4 млн т/год (пункт размещения пока не выбран). Компания Conoco также завершает строительство пилотной установки в Понса-Сити (шт. Оклахома, США). Пуск установки был намечен на февраль 2003 г.

Компания Shell International Gas Ltd. изучает семь потенциальных проектов GTL по всему миру, включая Австралию, Аргентину, Египет и Катар.

Из крупных проектов, по которым начинается реализация, можно назвать проекты компании Sasol (совместно с Chevron) в Эскравосе, Нигерия и совместно с Qatar Petroleum Co в Рас-Лаффане, Катар, а также проект компании Syntroleum в Западной Австралии.

Комплекс в Эскравосе (Нигерия) сооружается совместным предприятием, в состав которого входит консорциум фирм Sasol/Chevron (75% акций) и нигерийская национальная нефтяная компания (25% акций). Технология, как уже отмечалось, базируется на процессе получения синтез-газа по методу датской фирмы Haldor Topsoe; жидкие продукты получают по процессу Фишера-Тропша, базирующемся на суспензионном процессе Sasol; товарные моторные топлива намечено получать в процессе изокрекинга компании Chevron. Мощность установки – 1,7 млн.т/год. Разработку технического проекта осуществила инжиниринговая компания Foster Wheeler (британское бюро), а к рабочему проектированию, поставке оборудования и строительству подключены крупные проектно-строительные фирмы. Суммарные капитальные вложения оценены в 800 млн долл. Сырьем является попутный нефтяной газ. Удельные капитальные вложения оценены в 533 долл./т. Следует отметить, что установку GTL в Эскравосе намечено соорудить в составе газового комплекса по производству сжиженного природного газа, что позволит использовать некоторые уже созданные элементы инфраструктуры.

Аналогичного типа установка намечена к строительству в Рас-Лаффане (Катар). Это будет совместное предприятие консорциума Sasol-Chevron (49%) и Qatar Petroleum Corp. (51%). Здесь также имеется комплекс по производству сжиженного природного газа, что позволит при строительстве установки GTL использовать отдельные элементы уже созданной инфраструктуры.

Компания Exxon Mobil, как уже отмечалось выше, заявила о строительстве комплекса в Катаре мощностью 7,7 млн т/год для освоения гигантского газового месторождения Northern Fields. Продукцией установки предполагается синтетическая нефть без выделения товарных моторных топлив и других продуктов с целью ее транспортировки по продуктопроводу.

Компания Rentech рассматривает концепции установок GTL для Боливии (мощностью 420 тыс.т/год) и для Индонезии (мощностью 630 тыс.т/год).

Компания Reema International, предложившая проект установки GTL мощностью 500 тыс.т/год в Пойнт-Лисас (Тринидад и Тобаго), отменила свое решение из-за отсутствия финансирования.

Компания Hunt Oil заказала технико-экономическое обоснование создания комплекса по переработке природного газа в СЖТ в Камисеа (Перу). В состав комплекса предполагают включить установки GTL и получения сжиженного природного газа. Исследование поручено фирме Halliburton, которая должна была завершить расчеты в начале 2003 г.

Кроме указанных в табл. 9.12 в прессе упоминались проекты компании Petroleos de Venezuela (установка мощностью 750 тыс.т/год), совместный проект Shell и индонезийской нефтяной компании Pertamina (3,750 тыс.т/год).

Недавно о намерении построить небольшую установку мощностью 112,5 тыс.т/год заявило Правительство Тринидада и Тобаго. Пункт размещения установки – Пойнт-а-Пьер в северном Тринидаде. Стоимость проекта 100 млн долл. Пуск намечен на 2007 г. [414].

Безусловно, реализация новых проектов GTL встретит ряд препятствий. Во-первых, технология GTL несмотря на технические нововведения, продолжает оставаться достаточно

дорогой и для реализации крупного проекта требуются инвестиции, измеряемые 1,5–2,0 млрд долл., что требует обычно создания консорциумов для аккумулирования финансовых ресурсов на реализацию проекта; во-вторых, для новых крупных проектов GTL недооценена проблема масштабного перехода от лабораторных, пилотных, демонстрационных установок к крупным агрегатам и комплексам; в-третьих, для подобных установок большое значение имеет цена исходного природного газа, поэтому эффективность новых крупномасштабных проектов может быть достигнута при ориентации на крупные месторождения с небольшими затратами на добычу газа.

Другими причинами замедления возможных темпов развития технологий GTL можно считать:

- падение цен на нефть (что, впрочем, маловероятно); широкое распространение СПГ как конкурента технологиям GTL в борьбе за источники финансирования;
- медленное согласование проектов GTL вследствие неуверенности финансовых структур в технических и экономических преимуществах технологий GTL;
- невозможность использовать газ, предназначенный для экспорта, в качестве сырья для установок GTL, так как в этом случае его цену надо считать по цене экспорта, а именно по 100–110 долл./тыс. м³, в то время как для эффективной работы установки GTL необходимо, чтобы цена исходного газа не превосходила 18 долл./тыс. м³, что находится в пределах цен газа, используемого для производства СПГ.

Но, даже имея относительно дешевый газ труднодоступных месторождений, все равно ключевым фактором остается доступность и конкурентоспособность капитала. Исследования по сравнению полных технологических цепочек GTL и СПГ показали, что для современных установок GTL с затратами 400–600 долл./т годовой мощности GTL конкурентоспособен с СПГ.

В последнее время большое внимание уделяется технологии производства диметилового эфира (ДМЭ), который может использоваться как экологически чистое дизельное топливо (при небольшой переделке топливной системы транспортного средства) или перерабатываться в экологически чистый бензин (без изменения инфраструктуры потребления топлива). Кроме этого ДМЭ можно рассматривать как полупродукт при получении ряда нефтехимических продуктов, а также как экологически чистое энергетическое топливо [415].

В настоящее время ДМЭ производится в относительно небольших количествах в процессах производства метанола. Мировое производство ДМЭ не превышает 150 тыс.т. Основное направление использования ДМЭ – в качестве пропеллента.

Технология производства ДМЭ разработана рядом зарубежных технологических фирм, в частности, Haldor Topsoe (Дания), Air Products and Chemicals Inc.(CLUA), NKKCorp. (Япония).

Рядом японских компаний (NKK Corp., Toyota, Hitachi, Marubeni, Idemitsu, Inpex, Nippon Sanso) совместно с Total Fina Elf SA образована компания DME International, которая разработала проект производства ДМЭ. Реализация проекта должна начаться с сооружения пилотной установки производительностью 100 т/сутки (33 тыс.т/год) в г. Каширо на о. Хоккайдо (Япония). Предвестником пилотной установки является действующая опытная установка компании NKK производительностью 5 т/сутки (1,65 тыс.т/год). На базе работы пилотной установки компания DME International с 2003 г. проводила исследования, а в 2006 г. была намерена осуществить строительство промышленной установки мощностью 800–1500 тыс.т/год.

Компания Toyo Engineering Corp. разработала проект крупномасштабной установки по производству ДМЭ топливного назначения. Технология сочетает синтез метанола и его дегидрирование на фирменном катализаторе на основе оксида алюминия. Ориентировочная цена производства ДМЭ 90–100 долл./т, назначение – топливо для электростанций. Дислокация будущих установок – регион Ближнего Востока, где имеются обширные ресурсы дешевого природного газа.

Мощность проектируемой промышленной установки 2,3–2,6 млн т/год, стоимость – 660 млн долл., удельные капитальные затраты – 250–290 долл./т, т.е. на 10% ниже, чем по производству метанола [416,417].

Среди проектов по производству ДМЭ на особо крупных установках следует также назвать: два проекта строительства установок мощностью 2500–4500 т/сутки (825–1500 тыс.т/год) в Иране, объявленных как совместные проекты Правительства Ирана и японской компании Mitsui International Corp. По оценке советника компании ВР и президента ассоциации ДМЭ Т.Фляйша цена ДМЭ (сиф Японии) может составить при цене исходного природного газа по 18 долл./тыс. м³ – 162 долл./тыс м³, при цене исходного газа 27 долл./тыс.м³ – 176 долл./тыс.м³, а при цене газа 36 долл./тыс.м³ – 184 долл./тыс.м³. Для сравнения цена СПГ, доставляемого в Японию – 252 долл./тыс.м³, а сжиженного нефтяного газа – 342 долл./тыс.м³. Изменение уровня и структуры цены доставки ДМЭ в Японию в зависимости от расстояния по данным Т.Фляйша представлено в табл. 9.13.

Таблица 9.13

Варианты производства и транспортировки ДМЭ в Японию (долл./т) [417]

Расстояние, км	Производство при цене газа 27 долл./тыс.м ³	Транспортировка в танкерах	Хранение	Транспортировка потребителю авто-транспортом	Складские расходы	Возврат капитала (15%)	Итого
1600	90	12	12	27	29	91	261
4200	90	16	12	27	29	91	265
8400	90	28	12	27	29	91	277
12600	90	41	12	27	29	91	290

ДМЭ в случае использования как дизельное топливо заменяет нефтяное дизельное топливо (в соотношении 1 т ДМЭ равна 0,68 тДТ), но при этом качество ДМЭ как дизельного топлива лучше (выше цетановое число, практически отсутствуют сера и ароматические углеводороды). ДМЭ может быть вполне конкурентоспособным продуктом и в Европе. По оценкам Т.Фляйша цена ДМЭ, доставленного в Европу, может составить 0,21 евро/л, а цена нефтяного дизельного топлива при цене нефти 20–30 долл./барр. – 0,19–0,25 долл./л.

ДМЭ уже достаточно испытывали в качестве моторного топлива. В частности, в Японии в префектуре Канаги работают автомобили на ДМЭ. Испытания проводит упомянутая выше японская компания Toyo Engineering. Эта компания уже испытала опытную установку мощностью 1,65 тыс.т/год, на которой провела сравнение одно- и двустадийных схем производства, и осуществляет строительство опытно-промышленной (15,3 тыс.т/год) и демонстрационной установок мощностью 110 тыс.т/год.

По данным представителя компании Toyo Engineering Тошиюки Мии основные показатели опытно-промышленной установки, строительство которой осуществляется в проф. Сычуань в Китае, выглядят следующим образом: мощность – 15,3 тыс.т/год; инвестиции – 3,2 млн долл. (с использованием некоторых видов оборудования действующего завода минеральных удобрений); чистый дисконтированный доход – 680 тыс.долл, срок окупаемости – 13,2 года, внутренняя норма рентабельности – 13,3%. Компания Toyo Engineering предлагает построить такую же опытно-промышленную установку в России для отработки технологического процесса производства ДМЭ и последующего проектирования крупной промышленной установки.

Компания Toyo Engineering разработала также проекты для крупномасштабных установок мощностью 1,15 млн т/год и 2,3 млн т/год, причем для установки мощностью 2,3 млн т/год компания предлагает использовать процесс паро-кислородного риформинга природного газа, что потребует строительства кислородной установки.

Проектируются мощные установки по производству ДМЭ мощностью 5000 т/сутки в Иране, Тринидаде и Тобаго, Японии, Омане; мощностью 10000 т/сутки – в Нигерии и 15000 т/сутки в Катаре. На таких мощных установках издержки производства ДМЭ могут быть снижены до 70 долл./т.

Обобщая зарубежный опыт проектирования и строительства установок по

производству СЖТ, ниже приведены данные прогноза консалтинговой компании Chem System, согласно которым масштабы производства СЖТ достигнут в 2010 г. 10 млн т/год, в 2015 г. – 32–75 млн т/год, а в 2020 г. – 32–90 млн т (в т.ч. до 70% дизельного топлива). По прогнозу Калифорнийской энергетической комиссии (California Energy Commission) объем производства дизельного топлива по технологии GTL в 2010 г. составит около 4 млн т; в 2015 г. – 19,4 млн т; в 2020 г. – 40 млн т. Компания Chevron-Техасо проектирует объем производства дизельного топлива в период 2016–2020 гг. на уровне 30 млн т. Это, конечно, немного по сравнению с мировым спросом в моторных топливах (всего несколько процентов), но экологически чистые топлива можно будет использовать не только непосредственно в моторах автомобилей, но и как продукт компаундирования для смешения с нефтяными топливами для улучшения их экологических характеристик.

Большинство экспертов на основании исследований, выполненных в 1980–1990-х годах, и в увязке с тенденциями развития процессов гидропереработки на НПЗ предлагает установить премии в размере 4–10 ц/гал для низкосернистого топлива с установок GTL по сравнению со стандартным дизельным топливом. Подобная премия для дизельного топлива установок GTL продиктована низким содержанием серы, меньшей плотностью и высоким цетановым числом. Новое дизельное топливо под маркой Рига компания Shell уже продает, как премиальное в Таиланде.

Из перечисленного выше видно, что проблема получения СЖТ и развития технологий GTL в мире вызывает большой интерес. А как обстоят дела в этом отношении в России?

В нашей стране имеется большое число труднодоступных газовых месторождений с большими запасами, вовлечение которых в промышленную эксплуатацию возможно с привлечением технологий GTL. Имеются и небольшие газовые месторождения в отдаленных, промышленно осваиваемых районах, куда приходится завозить моторное топливо. Имеются отдаленные нефтяные месторождения, откуда достаточно сложно подать попутный нефтяной газ в места его централизованной переработки, поэтому приходится сжигать этот газ. Для таких случаев могли быть уместны технологии GTL. Наконец, для урбанизированных территорий страны острой является проблема использования экологически чистого моторного топлива и здесь технологии GTL предоставляют возможность получения таких топлив.

В России исследования по получению СЖТ ведутся в ряде академических и отраслевых институтов. Следует отметить работы группы исследователей во главе с член-корр. РАН А.Л.Лapidусом по синтезу углеводородов по реакции Фишера-Тропша, в ИОХ РАН [418, 419], работы ученых ИНХС РАН проф. А.Я.Розовского, проф. Ю.А.Колбановского по синтезу ДМЭ [420–424], проф. Е.В. Сливинского по получению химических продуктов на основе синтез-газа [425], разработки специалистов ИВТАН (акад. Батенин В.М., д.т.н. Шпильрайн Э.Э., д.т.н. Каган Д.Н. и др.) по получению СЖТ из природного газа на малогабаритных установках [426, 427], результаты работ сотрудников Института физической химии им. Карпова (д.х.н. Сосна М.Х. и др) [428], Института катализа СО РАН, работы специалистов НПО «Энергомаш», предложивших использовать для получения синтез-газа технологии, применяемые в реактивно-космической технике, и ряд других исследований.

Большинство из указанных разработок являются пионерными. Ряд разработок экспериментально проверен на лабораторных установках, отдельные исследования проводятся на опытных установках.

В России исследования в области производства СЖТ и координацию работ по этому направлению взял на себя ВНИИГАЗ – ведущий научно-исследовательский институт ОАО Газпром. Для анализа возможностей использования технологий GTL с целью вовлечения в эксплуатацию труднодоступных месторождений специалистами ВНИИГАЗ были выполнены расчеты эффективности создания предприятия по переработке природного газа одного из месторождений на п-ве Ямал. Ввиду отсутствия данных для проектирования крупных установок по результатам отечественных разработок, за основу расчетов была взята технология компании Copoco (США) [429]. При этом была принята крупная единичная

мощность (9,8 млрд м³/год), учтены конкретные особенности сооружения установки в суровых условиях севера, использованы перспективные цены на исходный газ и получаемые продукты, принятые в стране ставки налогов и т.п. Расчеты выполнялись по утвержденной методике определения экономической эффективности инвестиционных проектов.

Результаты расчета коммерческой эффективности сооружения предприятия по переработке природного газа в СЖТ в районе п-ва Ямал оказались неудовлетворительными [430].

Отрицательный результат расчета коммерческой эффективности при принятых условиях объясняется высокими капитальными затратами, достаточно высокой ценой исходного природного газа, значительными транспортными издержками, отсутствием льгот по налогообложению.

Расчеты по оптимизации доходов и затрат по ямальскому проекту производства СЖТ позволяют утверждать, что имеются возможности улучшить показатели коммерческой эффективности проекта за счет: переработки газа, содержащего в своем составе кроме метана другие углеводороды и уменьшения цены газа путем удешевления затрат на добычу; интеграционных возможностей в случае создания наряду с производством СЖТ комплекса по производству сжиженного природного газа, извлечения газового конденсата; снижения капитальных, эксплуатационных и транспортных затрат; использования «эффекта масштаба»; введения налоговых льгот, в частности по НДС.

Расчеты показали возможность некоторого улучшения производственно-финансовых показателей Ямальского проекта.

Большую активность в деле продвижения собственной технологии в России проявила компания Syntroleum (США), которая в конце марта 2003 г. подписала три соглашения с Газпром'ом, администрацией Эвенкийского автономного округа и компанией Якутгазпром о возможности строительства технологических установок по производству СЖТ из природного газа.

Специалистами ВНИИГАЗ была разработана методика предварительного инвестиционного анализа и проведены расчеты по нескольким возможным площадкам размещения крупнотоннажного производства СЖТ. Ниже представлены результаты расчетов производства СЖТ по технологии компании Syntroleum для различных уровней годовой мощности предприятия и при разных ценах на исходный природный газ (табл. 9.14).

Таблица 9.14

Основные технико-экономические показатели производства СЖТ в районе Крайнего Севера

Показатели	Мощность, млн т/год				
	1,0	3,0	10,0	27,1	27,9
Капиталовложения, млн долл.	413	855	2425	5781	5948
Цена газа, долл./тыс. м ³	27,5	11,6	16,2	45,6	35,0
Операционные расходы, долл./т	34,5	31,5	26,4	24,8	26,4
Внутренняя норма рентабельности проекта (IRR), %	8,1	18,0	19,0	10,3	14,4
Чистый дисконтированный доход, млн долл.	-32,1	348,2	1128,0	82,1	1239,2

Специалистами ВНИИГАЗ изучена возможность размещения опытно-промышленной установки на базе производства технического углерода Сосногорского газоперерабатывающего завода. Мощность установки 15,3 тыс.т/год, технология компании Syntroleum, исходное сырье – отходящий газ установки производства техуглерода (разбавленный синтез-газ), инвестиции – 3,18 млн долл., цена получаемого СЖТ – 85 долл./т, норма рентабельности – 13,2%.

Специалистами одного из подразделений Газпрома – Стройтрансгаза – в содружестве с учеными ИНХС РАН разработаны так называемые эквиметанольные технологии превращения природного газа в СЖТ и химические продукты. Предлагаемые технологии представлены пятью стадиями: 1) конверсия природного газа в синтез-газ с использованием неравновесного парциального окисления (специальной технологии, заимствованной из космической техники); 2) одностадийный каталитический синтез ДМЭ; 3) фракционирование

полученного ДМЭ с выделением товарного метанола и ДМЭ 95%-ной концентрации; 4) получение синтетического автобензина из ДМЭ; 5) синтез химических продуктов из ДМЭ (этилена, полиэтилена). Особенностью первой стадии рекомендованных технологий является значительное увеличение объемной производительности, что позволяет осуществить резкое уменьшение габаритов оборудования и, следовательно, сокращение капиталоемкости производства. По оценкам специалистов Стройтрансгаза издержки производства ДМЭ при относительно недорогом газе (20 долл./тыс.м³) могут быть на уровне 90–100 долл./т.

Специалистами ВНИИГАЗ готовится технико-экономическое обоснование опытного предприятия мощностью 100 тыс. т/год, на базе которого будет принято решение о строительстве крупного завода мощностью 5,8 млн т/год. Проект оценивается в 2,7 млрд долл. Предполагается, что он и будет финансироваться Газпромом с привлечением инвесторов. Ряд других компаний, в частности, ЛУКОЙЛ, Якутгазпром, ТНК-ВР ведут исследования в области производства СЖТ на своих газовых месторождениях. Следует отметить, что осуществить подобные масштабные проекты за счет собственных средств, не имея опыта реализации подобных проектов, не привлекая к проекту компанию-лицензиара с технологией, апробированной на пилотной установке мощностью несколько баррелей в день и неспособной организовать сбыт СЖТ на внешних рынках, вряд ли рискнет какая-нибудь из российских компаний, будь то Газпром или ЛУКОЙЛ.

Имеются предложения по организации производства СЖТ на установках относительно небольшой мощности. По технологии фирмы «Метапроцесс» – (Метанол и азотные процессы) на первой стадии методом паро-углекислотной конверсии природного газа получают синтез-газ, который очищается от двуокиси углерода и подается на вторую стадию (синтез Фишера-Тропша). Полученная смесь жидких углеводородов и непрореагировавшего синтез-газа поступает на третью стадию – легкий гидрокрекинг для получения товарных продуктов. Экономические показатели установки по производству СЖТ по технологии фирмы «Метапроцесс» приведены в табл. 9.15.

Таблица 9.15

Экономические показатели производства СЖТ по технологии фирмы «Метапроцесс»

Показатели	Мощность, тыс. т/год		
	15,0	50,0	100,0
Капитальные затраты, млн долл.	14,8	25,0	48,0
Себестоимость 1 т СЖТ с учетом амортизации, долл.	180–200	160–180	145–160
Численность персонала установки, чел.	7	12	30

Проект опытно-промышленной установки получения СЖТ «Синтоп-10000» разработан ИВТ РАН и ЗАО «Новые каталитические технологии» на базе исследовательских и экспериментальных работ на демонстрационной установке Синтоп-300 производительностью 300 т/год метанола или 110 т/год, высокооктанового бензина. Технология производства основана на получении синтез-газа методом частичного окисления в генераторе на базе реконструируемого дизельного двигателя, процессе безрециркуляционного каталитического синтеза метанола и последующего получения из метанола высокооктанового бензина на цеолитовых катализаторах.

По всей вероятности, первоочередным для российских условий является производство экологически чистых топлив по технологии получения ДМЭ на установках средней мощности.

Производство ДМЭ представляет интерес для России, прежде всего, для обеспечения экологически чистыми моторными топливами муниципального транспорта крупных городов и, в особенности, Москвы. Правительством г. Москвы принята городская целевая программа «Использование альтернативных видов топлива на автомобильном транспорте города на 2002–2004 гг.» Согласно программе предусмотрено проведение ряда мероприятий, направленных на снижение негативного влияния автотранспорта на экологию города за счет частичной замены традиционных нефтяных моторных топлив на сжиженный природный газ, сжиженные газы (пропан, бутан), синтетическое жидкое топливо (диметиловый эфир –

ДМЭ).

По свойствам ДМЭ близок к сжиженным газам (пропан, бутан), хранится в баллонах низкого давления. При использовании ДМЭ автомобиль дооборудуется специальной топливной аппаратурой. По данным ГУП «НИИдвигателей» применение ДМЭ в дизельных двигателях приводит к снижению токсичности выхлопных газов до уровня стандарта EURO-4, который введен в 2005 г. Улучшаются также шумовые характеристики работы двигателя при сохранении его мощности и экономичности.

По данным о технологии получения диметилового эфира (ДМЭ), разработанной специалистами Института физической химии им. Карпова [428], были выполнены расчеты коммерческой эффективности производства ДМЭ. Реализация технологии предусмотрена на Московском коксогазовом заводе (МКГЗ), который по соображениям экологической безопасности должен быть переориентирован на выпуск экологически более приемлемой продукции. На базе имеющейся инфраструктуры предприятия предполагается создание опытно-промышленной установки. На основании исходных данных по суммарному расходу природного газа, удельным затратам природного газа, перспективной цене природного газа и ДМЭ, суммарным капитальным вложениям (с учетом частичного использования инфраструктуры МКГЗ), принятым ставкам налогообложения, срокам строительства и пуска установки были выполнены расчеты коммерческой эффективности проекта создания опытно-промышленной установки.

Финансовые результаты проекта достаточно благоприятны: показатель внутренней нормы рентабельности (IRR) – 14,96%; чистая текущая стоимость (NPV) за 20 лет эксплуатации опытно-промышленной установки – 4,66 млн. долл.; срок окупаемости инвестиций – 9,65 лет.

Интересный опыт определения эффективности различных методов производства и транспортировки энергоносителей, основанный на термодинамической оценке, предложен в [431]. Показана эффективность ДМЭ.

На базе результатов опытно-промышленной установки компания «Еврохим» совместно с Московским правительством предполагает создать на Новомосковском заводе «Азот» промышленную установку мощностью 350–400 тыс.т/год для обеспечения экологически чистым топливом г. Москвы и Московской области. Перевод автобусного парка Москвы на ДМЭ планируется осуществить в 2008 г. Учитывая достаточно благоприятные производственно-финансовые показатели опытно-промышленной установки, можно предположить, что за счет эффекта масштаба и использования имеющейся инфраструктуры завода будут достигнуты показатели внутренней нормы рентабельности на уровне 18–20%.

Высказано предложение о возможности создания производства ДМЭ также на ряде предприятий Центрального (Щекинский завод «Азот»), Северо-Западного (завод «Акрон», Великий Новгород) административных округов.

Компания ТНК-ВР и Востокгазпром объявили о возможности строительства установки по производству ДМЭ.

При расчете эффективности использования ДМЭ следует учесть, что потребуются дополнительные расходы, связанные с переводом автомобиля на ДМЭ (300–1000 долл. на каждую машину).

Также необходимо учесть, что технология получения ДМЭ еще может быть улучшена за счет совершенствования как стадии получения синтез-газа, так и синтеза ДМЭ по результатам других отечественных разработок.

Факторами «за» развития производства СЖТ в России являются: наличие крупных месторождений дешевого природного газа; возможность вовлечь в переработку запасы газа, до этого считавшиеся малодоступными; наличие собственных технологических наработок и возможность приобретения зарубежных технологий; возможность использования технологических модулей высокой степени заводской готовности; получение моторных топлив с улучшенными экологическими характеристиками; возможность производить моторные топлива в районах газодобычи, куда раньше завозили

дальнепривозное и дорогое топливо; наличие мотивации у российских компаний, как у крупнейших (в частности, у Газпрома), так и у средних и мелких независимых нефтегазовых компаний.

Факторами «против» являются: высокая капиталоемкость производства СЖТ; чрезвычайно сложные условия строительства заводов в районах нахождения «запертых» месторождений (вечная мерзлота, суровый климат, отсутствие инфраструктуры); отсутствие опыта доставки получаемой продукции потребителям.

Тем не менее проблема создания в России производства СЖТ может быть решена. Однако для этого потребуется несколько этапов. На первом этапе могут быть созданы относительно небольшие предприятия (демонстрационные установки) для отработки технологий, обучения персонала, испытания полученных продуктов. На втором этапе могут быть созданы установки средней мощности для обеспечения экологически чистым топливом отдельных регионов и, в первую очередь, мегаполисов. На третьем этапе речь уже может пойти о сооружении крупных установок на базе месторождений Ямала, Восточной Сибири, арктического шельфа.

Литература

1. D.Yergin. Theprize. Simon and Schuster, New York, 1991, 909 pp.
2. О.М.Ермилов, К.Н.Миловидов, Л.С.Чугунов, В.В.Ремизов. Стратегия развития нефтегазовых компаний. М., Наука, 1997, 621 с.
3. А.И.Комарова, К.Н.Миловидов, Е.А.Николаева и др. Анализ основных показателей и тенденций развития ведущих мировых нефтяных компаний. М., ВНИИОЭНГ, 2001, 77 с.
4. К.Н.Миловидов. Экономика мировой нефтяной промышленности (учебное пособие). М., РГУНиГ им. И.М.Губкина, 2003, 177 с.
5. J.Masseron. Petroleum Economics, Paris, Technip, 1990, 5-ое изд.
6. British Petroleum statistical review of world energy, 1995–2006.
7. Linden H.R. Rising expectation of ultimate oil, gas recovery to have critical impact on energy, environmental policy, part II//Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №4, p. 18.
8. Radler M. Global reserves, oil production show small increases for 2005 // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 47, p. 20.
9. Linden H.R. Rising expectation of ultimate oil, gas recovery to have critical impact on energy, environmental policy, part I//Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №3, p. 18.
10. Высоцкий В. Акватории Северо-Западной Европы и их нефтегазовый потенциал // Мировая энергетическая политика, 2002, № 6.
11. Williams B. Debate over peak-oil issue boiling over, with major implications for industry society// Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №27, p. 20.
12. Williams B. Heavy hydrocarbons playing role in peak-oil debate, future energy supply // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, № 29, p. 20.
13. Виноградова О. Ресурсы Каспия утроились //Нефтегазовая вертикаль. 2001, №8, с. 18.
14. Конопляник А., Л ожбанидзе А. Каспийская нефть//Нефть России, 1993, №6, с. 72.
15. Leblond D. IEA underscores technology's contribution to future oil supply // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №39, p. 18.
16. Study: world oil forecast beset with reserves shortfalls // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, № 14, p. 28.
17. Duncan R.C. Three world of oil forecasts predict peak-oil production // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №21, p. 18.
18. Cavallo A.J. Hubbert's model: uses, meanings and limits – 1//Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №21, p. 22.
19. Виноградова О. Энергетические прогнозы ОПЕК и США // Нефтегазовая вертикаль, 2005, №4, с. 29.
20. Samsam Bakhtiari A.M. World oil production capacity model suggest output peak by 2006–2007 // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №16, p. 18.
21. ОЭСР, Федеральное статистическое ведомство ФРГ, 1996–2002.
22. International Energy Agency. World Energy Outlook, 2001.
23. Mc Gillop A. Economic growth polstered by high oil prices, strong oil demand // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №15, p. 18.
24. Forces beyond demand growth reshaping trade in oil and gas // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №29, p. 18.
25. Онучко В. Энергоаппетиты человечества все растут// Мировая энергетика, 2005, № 1, с. 88.
26. Radler M. Slim 2006 US energy demand growth projected // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, №3, p.18.
27. Коржубаев А., Эдер Л. Рынок нефти США и России // Нефтегазовая вертикаль, 2004, №15, с. 31.
28. Nemoto K. High oil prices dampening Asia-Pacific product demand // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №46, p. 58.
29. Лю Цзинь Чжу. Стратегия энергетической безопасности Китая в первой половине 21-го

- века // Автореферат на соискание ученой степени кандидата экономических наук, М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.
30. Лузянин С. Поднебесная топка//Мировая энергетика, 2005, №7–8, с. 71.
 31. Миронов Н., Парменова М. Нефть Индии: новые перспективы для России // Мировая энергетика, 2005, № 5, с. 71.
 32. Кашавцев В.Е. Три «дракона» АТР // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 8, с. 26.
 33. Фефелов А. Азия с надеждой смотрит на Вьетнам // Мировая энергетика, 2005, № 5, с. 68.
 34. Стеклов М. Нефтяной голод в Азии: запасайся, кто может // Мировая энергетика, 2005, № 4, с. 82.
 35. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Европейские рынки нефти и нефтепродуктов: экспортная стратегия России // Нефтегазовая вертикаль, 2003, № 12, с. 12.
 36. Neff A. Caspian oil not likely to fill market void or depress prices // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №21, p. 39.
 37. Neff A. Caspian nations pursuing oil exports at greatly varying prices // Oil and Gas Journal, 2005, v. 102, №22, p. 34.
 38. Тагиев Т. Каспийский фантом // Нефтегазовая вертикаль, 2003, № 4, с. 85.
 39. Мишин В. Главное – ввязаться в серьезный бой // Мировая энергетика, 2005, № 2, с. 71.
 40. Белова М. Конец трубопроводной войны // Нефть России, 2005, № 8, с. 67.
 41. Мишин В. Баку – Джейхан – труба раздора // Мировая энергетика, 2005, № 7–8, с. 92.
 42. Мишин В. Враг у трубы // Нефть России, 2005, № 8, с. 70.
 43. Сапун А. Каспийский гамбит // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 8–9, с. 78.
 44. Мишин В. Доплывет ли каспийская нефть в Одессу // Мировая энергетика, 2005, №9, с. 79.
 45. Осьмаков В. Трубопровод пойдет в Азию // Мировая энергетика, 2005, № 2, с. 80.
 46. Ершов Ю. И на Тихом океане свой закончили поход // Нефть России, 2005, № 8, с. 63.
 47. Суслина С. Азиатский азимут // Мировая энергетика, 2005, № 1, с. 90.
 48. Конопляник А. Куда делись справочные цены // Нефть России, 2000, № 4; 2000, №7, с. 76.
 49. Кокшалов А. Перераспределяя по-новому // Эксперт, 2005, №44(490), с. 91.
 50. Маки А. Будущее большой нефти // Нефтегаз, 2005, № 4, с. 26.
 51. Арутюнов В. Она будет дорожать // Эксперт, 2005, №39(485), с. 52.
 52. Баскаев К. «Хлебный год» // Нефть России, 2005, № 3, с. 5.
 53. Altajji A.F. High oil prices not squeezing economic growth-yet //Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №32, p. 18.
 54. Брагинский О.Б. Цены на нефть и экономика // Концепции, 2005, № 2 (16), с. 8.
 55. Башмаков И. Спад после всплеска // Мировая энергетика, 2006, № 7, с. 28.
 56. Ali Hussein. Market gives OPEC opportunity to improve oil reserves data // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 24, p. 20.
 57. Виноградова О. Саудовская Аравия под прицелом террористов // Нефтегазовая вертикаль, 2004, №10.
 58. Осьмаков В. Все могут короли // Мировая энергетика, 2005, № 9, с. 75.
 59. Галаджий И. Нефть и исламская революция // Нефть России, 2005, № 8, с. 102.
 60. Shafiq T. Iraq – Oil-I: production now a fraction of potential // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №33, p. 20.
 61. Макаркин А. Иракская нефть и новая власть // Нефть и капитал, 2005, №6, с. 10.
 62. Миловидов К.Н. Как скрестить ежа с ужом // Мировая энергетика, 2005, №2, с. 27.
 63. Куковинец А.А., Миловидов К.Н. Механизмы изъятия рентного дохода отдельных нефтедобывающих стран // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 9, с. 16.
 64. Корнеев А. Каждому свое // Нефть России, 2004, № 3, с. 90.
 65. World fiscal systems for oil, New York, Barrows, 1994.

66. Корнеев А.И. Рынок нуждается в поддержке // Нефть России, 2002, № 6, с. 86.
67. Рогинский С. Нефть Норвегии охраняет государство // Мировая энергетика, 2005, № 6, с. 96.
68. Johnston D. International petroleum fiscal systems and production sharing contracts, Tulsa, Penn Well Publishing Co, 1994.
69. Beck R.J. Financial, operating results, assets total down for OGJ 300. // Oil and Gas Journal, 1993, v. 91, №36, p. 47.
70. Beck R.J. Total earnings rose, revenues fell in 1993 for OGJ 300 companies. // Oil and Gas Journal, 1994, v. 93, № 36, p. 49.
71. Beck R.J. Higher prices, increased demand bolster OGJ group 1995 profits.//Oil and Gas Journal, 1996, v. 94, № 36, p. 45.
72. Beck R.J. OGJ 200 scores solid financial, operating gains. // Oil and Gas Journal, 1997, v. 95, № 36, p.43.
73. Beck R.J. OGJ 200 companies posted strong financial year in 1997. // Oil and Gas Journal, 1998, v. 96, №36, p. 49.
74. Beck R.J. Results posted by OGJ 200 companies illustrate depth of downturn in 1998. // Oil and Gas Journal, 1999, v. 97, № 37, p. 49.
75. Radler M., Bell L. Special report. Operation, financial results for OGJ 200. // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 42, p. 90.
76. Radler M., Bell L. Mergers and acquisitions erode OGJ list // Oil and Gas Journal, 2002, v. 100, №37, p. 70.
77. Radler M., Stell J. Production, reserves climb as profits ebb for OGJ100 // Oil and Gas Journal, 2002, v. 100, № 37, p. 84.
78. Нефтегазовая вертикаль, 2002, № 1, с. 34, 41,45, 49, 52, 56, 60, 64, 68.
79. 200 крупнейших компаний России. // Эксперт, 1997, № 38(106); 1998, № 38(154); 1999, № 36(200); 2000, № 137(249); 2001, № 35, с.73.
80. Брагинский О.Б. Кто есть кто в мировом нефтяном бизнесе. // Нефть России, 1997, № 8, с. 50.
81. Брагинский О.Б. Нефтяные компании мира.//Химия и бизнес, 1999, № 30–31, с.6.
82. Брагинский О.Б. О чем говорят рейтинги нефтегазовых компаний. // Рынок ценных бумаг, 2000, № 1, с. 47.
83. Beck R.J., Radler M. Non-State companies chipping away at State companies dominance of OGJ 100 reserves, production.//Oil and Gas Journal, 1999, v. 97, №.37, p.68.
84. Radler M., Stell J. Merged companies climb OGJ 200 lists of production, reserves leaders. // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 42, p. 109.
85. Radler M., Bell L. OGJ 200 shrinks as financial results rocket. // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, №40, p.76.
86. Radler M., Stell J. Profits, production, reserves increase. // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, №40, p.97.
87. Radler M., Bell L. OGJ 200 list shrinks following more consolidation//Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №35, p. 44.
88. Common financial strategies found among top 10 oil and gas firms. //Oil and Gas Journal, 1998, v. 96, №16, p. 27.
89. Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ), 1997, № 9(7588), с. 12.
90. Румянцев А. По порядку становись.//Нефтегазовая вертикаль, 1999, № 2–3, с. 27.
91. Murphy D., Frideman C, Castro R. Can the E&P Industry avoid future shock. // Oil and Gas Journal, 1997, v. 95, № 36, p. 23–28.
92. Energy Intellegence top 100: Rating the World's Oil Companies 1999–2003 (данные интернет-сайда компаний).
93. Radler M. Earnings soar as OGJ 200 list shrivels to 146 firms // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №35, p. 28.
94. Radler M., Bell L. OGJ-200 earning up at list shrinks again // Oil and Gas Journal, 2005, v.

- 103, №35, p. 24.
95. Radler M., Stell J. OGC 100 reveals strong earning growth outside US // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №35, p. 42.
96. Radler M., Stell J. Production, reserves up for most OGJ 100 firms in 2004 // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 35, p. 40.
97. Конторович А., Коржубаев А. Мировая система нефтеобеспечения // Нефтегазовая вертикаль, 2004, № 14, с. 26.
98. Top energy firms' ranking reflects new competition. // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, №22, p.27.
99. Gas-power firms dominate energy 50 ranking in 2000. // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, № 5, p.26.
100. PFC's Energy 50//Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №10, p. 36.
101. Слияние корпораций BP и Amoco Corp. //Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ), 1998, № 147(7878), с. 15.
102. Виноградова О. Chevron Техасо – брак по расчету // Нефтегазовая вертикаль, 2002, № 1, с. 45.
103. Fletcher S. Merger done; Conoco Phillips now 3rd largest US oil firm // Oil and Gas Journal, 2002, v. 100, №37, p. 42.
104. Petrole et Techniques, 2002, № 438, p. 15.
105. Данников В. Приятного аппетита (слияния и поглощения в нефтегазовом бизнесе) // Нефть России, 2006, № 2, с. 82.
106. Ершов Ю. Газ наш насущный // Нефть России, 2005, № 3, с. 62.
107. Williams B. Debate grows over US gas supply crisis as harbinger of global gas production peak// Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, № 28, p. 20.
108. Басниев К.С. Природные гидраты: проблемы и перспективы. В сб. «Актуальные проблемы газохимии. Труды Московского семинара по газохимии. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.
109. Крейнин Е.В. Нетрадиционная термическая технология добычи трудноизвлекаемого углеводородного сырья // Газовая промышленность, 2005, № 3.
110. Miyazaki S. Coalbed methane growing rapidly as Australia gas supply diversifies // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №28, p. 32.
111. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г., М., 2003.
112. Вашанов В. Запертые запасы // Мировая энергетика, 2005, № 11, с. 49.
113. Митрова Т.А. Результаты либерализации рынков газа//ГЭК, 2003, №4, с. 134.
114. Митрова Т.А. Эволюция институциональной структуры газовых рынков // Известия РАН, 2004, №4, с. 67.
115. Конопляник А. 2006 г. – год новых возможностей // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 4, с. 24.
116. Брагинский О.Б., Шарыгина Е.В. России суждено учиться на своих ошибках // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 4, с. 35.
117. Radler M. Slim 2006 US energy demand growth projected // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, №35, p. 18.
118. Природный газ. Под ред. Л.Р. Басби. М.: Олимп-Бизнес, 2003.
119. Annual reports and data //www. EIA.
120. Winneke G.J. Assessing long-term fundamentals for natural gas supports higher-price outlook // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, № 37, p. 22.
121. Инохоса Ф.К. Перспективы развития рынка природного газа Мексики // Нефть, Газ и Энергетика, 2005, № 2, с. 25.
122. Wertheim P.H. Accord signed for Venezuela – Argentina gasline // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, №2, p. 28.
123. Миловидов К. Либерализация рынка газа ЕС: как привлечь инвестиции // Мировая энергетика, 2005, № 7–8, с. 74.

124. Миловидов К.Н. Инвестиционные стратегии нефтегазовых компаний в условиях либерализации газовых рынков. Материалы семинара «Либерализация газовых рынков: европейский рынок и российская реальность», М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 16.12.2005.
125. Миловидов К. Открытые рынки газа // *Мировая энергетика*, 2005, № 2, с. 74.
126. Конопляник А. Россия на формирующемся евроазиатском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: Нестор Академик Паблишерс, 2004.
127. Leblond D. EU plans expansion of natural gas – import net work // *Oil and Gas Journal*, 2004, v. 102, №42, p. 61.
128. Soria E., Gray J. Economic study examines Middle East gas line to Europe // *Oil and Gas Journal*, 2005, v. 103, № 26, p. 55.
129. Жизнин С.З. Рыночные преобразования в газовых комплексах бывших союзных республик СССР // Тезисы доклада на семинаре «Либерализация газовых рынков: европейский опыт и российские реалии». М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 16.12.2005.
130. Тер-Саркисов Р., Рогинский С. Газовый рынок СВА // *Нефтегазовая вертикаль*, 2004, № 1, с. 56.
131. Шевцов А. Туркменский гамбит // *Мировая энергетика*, 2005, № 5, с. 56.
132. Бучнев О.А., Недзвецкий М.Ю. Экспорт российского газа в условиях неблагоприятной экономической ситуации в Европе // *Нефть, газ и бизнес*, 2006, № 6, с. 5.
133. Дмитриевский А.Н. Роль России в формировании глобального газового рынка // *Академия энергетика*, 2005, № 2, с. 28.
134. Ершов Ю. Сквозняк из окна в Европу // *Нефть России*, 2005, 3 6, с. 68.
135. Конопляник А. Транзитный узел // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 8–9, с. 112.
136. Лихачев В. Центральная Азия давит на газ // *Мировая энергетика*, 2006, № 3, с. 56.
137. Субботин М. Труба – оружие обоюдоострое // *Мировая энергетика*, 2006, № 3, с. 52.
138. Дмитриевский А., Серебряков С. Газ за газ // *Мировая энергетика*, 2006, №2, с. 36.
139. Классон М. Турецкий транзит // *Мировая энергетика*, 2005, № 12, с. 71.
140. Мещанинова Л. «Ямал – Европа»: без ответвлений // *Мировая энергетика*, 2005, № 9, с. 71.
141. Миловидов К.Н., Обухова Ю.В. СЕГ: оценки западных экспертов // *Нефть, газ, промышленность*, 2006, № 1(21), с. 36.
142. Пак В. Дан приказ ему на запад // *Нефтегазовая вертикаль*, 2003, № 8, с. 67.
143. Брагинский О.Б. Коридоры роста СПГ // *Нефть, газ, бизнес*, 1997, №5, с. 12.
144. Брагинский О.Б. Мировой рынок СПГ: рост продолжается // *Нефть, газ и бизнес*, 2003, №4, с. 38.
145. Taylor Sen C. Global LNG industry expending to meet hightened gas-demand projections // *Oil and Gas Journal*, 2002, v. 100, № 32, p. 56.
146. Wood D. Where are we going: SWOT analysis risk assessment // *Oil and Gas Journal*, 2005, v. 103, №6, p. 54.
147. Wood D. Where are we going: relationship contract evolve along supply chain // *Oil and Gas Journal*, 2005, v. 103, №4, p. 54.
148. Ryan R.G., Bowkley C, Baruch P. Technology, commercial developments // *Oil and Gas Journal*, 2001, v.99, №29, p. 60.
149. Yost C, Napoli R. Benchmarking study compares LNG plant costs // *Oil and Gas Journal*, 2003, v. 101, №15, p. 56.
150. Avidan A., Martinez B. Study evaluates design conciderations of larger, more efficient liquefaction plants // *Oil and Gas Journal*, 2003, v. 101, № 32, p. 50.
151. True W.R. LNG's future: promise, peril // *Oil and Gas Journal*, 2006, v. 104, №1, p. 17.
152. Analyst sees problem for expected LNG construction // *Oil and Gas Journal*, 2005, v. 103, №44, p. 46.

153. Kikkawa Y., Aoki Y. Dimethyl ether proposed as an alternative LNG // Oil and Gas Journal, 1998, v. 96, №15, p. 55.
154. Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №29, p. 60.
155. Брагинский О.Б. «Накатывание» дорожек на рынок СПГ// Мировая энергетика, 2006, № 5, с. 82.
156. Глобальные инвестиции в производство СПГ достигнут 55 млрд долл. // Нефтегазовые технологии, 2006, № 5, с. 48.
157. Stuhle S.J. NLNG set to add LNG volumes to world trade // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 43, p.54.
158. Flower A. Market access remains key for LNG producers. // Oil and Gas Journal, 2002, v.100, №24, p. 74.
159. Мировой рынок СПГ// Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ), 2001, №68(8264), с. 12.
160. New LNG trends emerge // Petroleum Economist, 1999, № 12, p. 42.
161. Atlantic LNG train starts production // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, № 1, p. 11.
162. Nigerian LNG begin production from train 5 // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, № 3, p. 16.
163. Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 46 (карта).
164. Clarkson: product demand scrapping put world's fleet//Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №9, p. 62.
165. Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №17, p. 98.
166. Де Баан Я., Крекаль М.Х., Лауенбург Р. и др. Транспортировка и хранение СПГ: путь к покрытию мирового дефицита газа // Нефтегазовые технологии, 2004, № 1, с. 28.
167. Taylor Sen C. New supply projects to push LNG into major markets // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №25, p. 64.
168. Существенные изменения на рынке перевозок нефти и сжиженного природного газа. // Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ), 2001, № 17(8213), с. 12.
169. Бринкен А. Водоплавающий метан // Нефть России, 2003, № 8, с. 42.
170. True W.R. A guide to the LNG world // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, № 29, p. 17.
171. Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №22, p. 21.
172. Casada M.L. Risk – based decision keys LNG terminal siting // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, №5, p. 56.
173. Бринкен А. Современные тенденции рынка СПГ//БИКИ, 2003, № 2(8498), с. 14.
174. Шайхлисламова О. Кто на новенького // Мировая энергетика, 2006, № 1, с. 54.
175. Брагинский О.Б., Аль-Саиди А.А. Проект по производству йеменского сжиженного газа. // Экономика, организация и управление производством в газовой промышленности. М., ООО ИРЦ Газпром, 2000, № 1, с. 35.
176. Перспективы импорта СПГ в Индию // Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ), 1999, № 137(8027), с. 12.
177. Indian LNG projects boom // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 25, p. 62.
178. Fesharaki F., Smith R.R. Enviromental concern to stimulate Asia-Pacific LNG use // Oil and Gas Journal, 2001 ,v. 99, № 29, p. 68.
179. Трошина Е.А. Рынок сжиженного природного газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе: тенденции и перспективы развития //БИКИ, 2003, № 76(8572), с. 12.
180. Hosof T. Japan will continue to dominate Asian LNG picture // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №26, p. 64.
181. Нефть, Газ & Энергетика, 2005, № 3, с. 7.
182. Kang Wu, Fesharaki F. Higher natural gas demand has China looking worldwide // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 27, p. 50.
183. Vicas T. Ellsworth K.L. India fases challenges meeting gas, LNG import needs // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, № 5, p. 27.
184. Vantrain J.H. Asia-Pacific gas faces more competition, seeks new markets // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №10, p. 56.

185. Корнеев А. На пути к водородному веку // Нефть России, 2003, № 6, с. 93.
186. Виноградова О. Атлантический рынок СПГ: США // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 3, с. 44.
187. US trade groups create LNG coalition // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №49, p. 39.
188. Clark J. LNG capital out lays to rise «dramatically» by 2009 // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №11, p. 29.
189. Valley J.E. FERK Hackberry decision spur more us LNG terminal development // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №43, p. 64.
190. Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, № 19, p. 56.
191. Виноградова О. Атлантический рынок СПГ: Великобритания // Нефтегазовая вертикаль, 2006, №3, с. 48.
192. Howard T. Growing LNG trade accelerating integration of global gas market // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, №11, p. 18.
193. Брагинский О.Б., Гринченко Н.Ю. СПГ – фактор глобализации газовых рынков // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 9, с. 54.
194. Виноградова О. Доступ за доступ // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 6, с. 12.
195. Брагинский О.Б., Гринченко Н.Ю. Специфика реализации мега-проектов СПГ // Промышленная политика Российской Федерации, 2005, № 8, с. 20.
196. Вертлюгина А., Покровский Д. Проектное финансирование: осознанная необходимость // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 8–9, с. 59.
197. Шевриер Д.Р. Ресурсы для будущего производства сжиженного природного газа // Нефтегазовые технологии, 2006, №4, с. 73.
198. CERA sees strong LNG growth, mined commercial success // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №44, p. 23.
199. Митрова Т. Четыре четверти пути // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 4, с. 66.
200. Виноградова О. СПГ восходит на востоке // Нефтегазовая вертикаль, 2001, № 13, с. 71.
201. Dam W. Ho Siew-Mung. Unusual design considerations drive selection of Sakhalin LNG plant facilities // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, № 40, p. 58.
202. Территория СПГ: вступление России // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 18, с. 60.
203. Сжижать! Газпром изучает возможности сжижения природного газа // Нефть и капитал, 2004, №12.
204. Фролов А. СПГ России на рынке США // Нефтегазовая вертикаль, 2004, № 1.
205. Statoil о Штокмане и о себе // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 1, с. 64.
206. Statoil и Hydro великолепно справятся со Штокманом // Мировая энергетика, 2006, №3, с. 79.
207. Сапун А. Теорема Штокмана // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 16, с. 60.
208. Сапун А. Список Штокмана // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 14.
209. Григорьев В. Где взять газозовы // Нефть России, 2005, № 3, с. 82.
210. Таранников М.А. Анализ мировой конъюнктуры отрасли сжиженного природного газа (СПГ). // Магистерская диссертация, М., РГУНиГ им. И.М.Губкина, 2002.
211. Сапун А. СПГ Усть-Луга: запасной парашют // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 18.
212. Роберте П. Проблемы новых рынков СПГ в Атлантическом бассейне // Материалы конференции «LNG и GTL: World and Russian Prospects», М., ВНИИГАЗ, май 2004.
213. Газпром: стратегия СПГ // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 1, с. 49.
214. Рогинский С. СПГ России: за и против // Нефтегазовая вертикаль, 2004, № 5.
215. Бучнев О.А., Саркисян В.А. Эффективность комплексного использования сжиженного природного газа в качестве энергоносителя и моторного топлива // Нефть, газ и бизнес, 2006, №1–2, с. 76.
216. Альтернатива бензину. // Нефтегазовая вертикаль, 2002, № 5, с. 20.
217. Ходорков И.А. Освоение СПГ как универсального горючего XXI в. // Газовая промышленность, 2004, № 6, с. 69.
218. Kaplan A., Marshal G. World LNG trade responding to increased natural gas demand // Oil

- and Gas Journal, 2003, v. 101, № 45, p. 74.
219. Брагинский О.Б. Монетизация запертых запасов // *Мировая энергетика*, 2005, № 5, с. 81.
 220. Tippee B. ADIPEC: Pipeline, GTL-plans make gains in Middle East // *Oil and Gas Journal*, 2004, v. 102, №38, p. 25.
 221. Kaufmann K.D., Falzmair A.H. Analysis pegs pipeline ahead of LNG for Caspian area to China//*Oil and Gas Journal*, 2004, v. 102, № 10, p. 58.
 222. Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б. Мировая нефтепереработка: экологическое измерение. М.: Academia, 2002, 261 с.
 223. *Нефтегазовые технологии*, 2005, № 8, с. 44.
 224. Rhodes A.K. World crude capacity stays flat while conversion capability rises again. // *Oil and Gas Journal*. 1993, v.91, №51, p.37.
 225. Rhodes A.K. World crude capacity, conversion capability inch upward. // *Oil and Gas Journal*. 1994, v. 92, №51, p.45.
 226. Rhodes A.K. Asia/Pacific refiners spark growth in conversion capacity. // *Oil and Gas Journal*. 1995, v.93, №52, p.41.
 227. Rhodes A.K.. Distillation capacity exceeds 76 million b/d hydrotreating surges. // *Oil and Gas Journal*. 1996, v.94, №51, p.41.
 228. Chang T. Good capacity gains and restructuring high light worldwide refining. // *Oil and Gas Journal*. 1997, v.95, №51, p.33.
 229. Chang T. Distillation capacities hold steady, more mergers planned. // *Oil and Gas Journal*. 1998, v.96, №51, p.41.
 230. Chang T. World wide refiner capacity creeps upward, most growth in Asia/Pacific. // *Oil and Gas Journal*. 1999, v.97, №51, p.41.
 231. Chang T. World wide refiner capacity steady in past year/ // *Oil and Gas Journal*, 2000, v. 98, №51, p. 56.
 232. Nakamura D. World wide refiner capacity climbs highest level ever // *Oil and Gas Journal*, 2002, v. 100, № 51, p. 62; 2003, v. 101, № 49, p. 64.
 233. Nakamura D. Worldwide refining capacity creeps ahead in 2004 // *Oil and Gas Journal*, 2004, v. 102, №48, p. 46.
 234. Nakamura D. Refiners add 2,7 million в/d of crude refining capacity in 2005 // *Oil and Gas Journal*, 2005, v. 103, № 47, p. 60.
 235. *Переработка нефти и рынок нефтепродуктов в России*. 1998. М. ИАЦ «Кортес». 1999, 115 с; М., ИАЦ «Кортес», 2000, 111 с.; ИАЦ «Кортес», 2002, 99 с.
 236. Виноградова О. Нефтепереработка за рубежом: тенденции и проблемы. // *Нефтегазовая вертикаль*. 1998, № 9–10, с.68.
 237. *Справочник процессов нефтепереработки* // *Нефтегазовые технологии*, 2003, № 3, с. 77.
 238. Хенц Г., Азеведо Ф., Чеберлейн О. «Второе дыхание» каталитического крекинга в псевдоожиженном слое // *Нефтегазовые технологии*, 2005, № 2, с. 66.
 239. Сарразин П., Боннардо В., Вамбергью С. и др. Новый способ применения легкого гидрокрекинга позволяет получить дизтопливо // *Нефтегазовые технологии*, 2005, № 6, с. 71.
 240. Хендерсон Р., Виеджо А., Родвелл М. и др. Модификация НПЗ для переработки нетрадиционных тяжелых нефтей // *Нефтегазовые технологии*, 2006, № 1, с. 67.
 241. Окислительное обессеривание дизельных топлив // *Нефтегазовые технологии*, 2004, № 1–2, с. 77.
 242. Покровский С. Новые зарубежные технологии нефтепереработки // *Нефтегазовая вертикаль*, 2002, № 7, с. 68.
 243. Риччи Д., Биллинг К. Интегрированный подход к сбережению энергии и водорода // *Нефтегазовые технологии*, 2004, № 3, с. 83.
 244. Stell J. Worldwide construction. // *Oil and Gas Journal*, 2001, v. 99, № 16, p.66; 2003, v. 101, №45, p. 20.

245. Stell J. Worldwide construction update // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 16.
246. Radler M. Industry spending to rise but at lower rate in 2005 // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103 № 13, p.20.
247. Stell J. Project plans respond to market demands for more, cleaner fuels // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №43, p. 18.
248. Johnson D. Complexity index indicated refinery capability value. // Oil and Gas Journal, 1996, v. 94, №12, p. 74.
249. Braginski O. Assessing refinery complexity in Russia. Energy in the CIS, Yearbook 1997. Petroleum Economist, RNGS, p.53.
250. Брагинский О.Б. Сколько стоит НПЗ (использование индексов Нельсона для сравнения российских НПЗ и оценки их реконструкции и развития). // Нефть и бизнес. 1997, №3, с.27.
251. Armengol C, Germain J. Cost reduction get to pull refiners out of doldrums. // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 14, p. 45.
252. Market movement. // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 20, p.5.
253. Killen P.J., Spletter K.G., Stults B.L Refinery-profitability statistics begin. // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, №3, p. 46.
254. Высокий ценовой дифференциал выгоден для повышения прибыльности переработки нефти // Нефтегазовые технологии, 2006, № 1, с. 52.
255. Refiners to see strong returns near-term despite looming capacity building // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, № 10, p.52.
256. Bell L. US prices still cheap//Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 13, p. 17.
257. Виноградова О. Размышления у бензоколонки // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 15, с. 33.
258. Веннер С.Ф. Законодательные акты Европейского Союза об охране окружающей среды обуславливают ужесточение требований к моторным топливам. // Нефтегазовые технологии, 2000, № 9–10, с. 89.
259. Свейти Т.Е. Тенденции в развитии нефтеперерабатывающей промышленности мира: состояние и перспективы // Нефтегазовые технологии, 2006, № 1, с. 59.
260. Лифтшульц Д.К. Над нефтеперерабатывающими заводами собирается «буря»: помощь уже в пути // Нефтегазовые технологии, 2006, № 3, с. 88.
261. ПраматикТ.Дрипати С. Биодизельное топливо – чистое топливо будущего//Нефтегазовые технологии, 2005, № 6, с. 65.
262. Radler M. US demand growth in 2001 to respond to slowing economy. // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, №5, p. 66.
263. Землянский С.А. Состояние мировой нефтеперерабатывающей промышленности. // Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ). 1998, №64(7799), с. 12.
264. Нефтеперерабатывающая промышленность России и ведущих стран мира с 1965 по 1999 г. (30-й юбилейный справочник). М. ОАО ЦНИИТЭнефтехим. 1999, 565 с.
265. Галаджий И. Десятилетие возрождения. // Нефть России, 2001, № 2, с. 104.
266. Капустин В. М., Кукес С. Г., Бертолусини Р. Г. Нефтеперерабатывающая промышленность США и бывшего СССР, М.: Химия, 1995, 300 с.
267. Нефтеперерабатывающая промышленность России и ведущих стран мира за 1995, 2003 и 2004 гг. М.: ОАО ЦНИИНефтехим, 2005, с. 503.
268. Radler M. Worldwide construction. // Oil and Gas Journal. 1996, v.94, № 40, p.66.
269. Radler M. Worldwide construction. // Oil and Gas Journal. 1999, v.97, № 40, p.76.
270. Нефтегазовые технологии, 2004, № 6, с. 57.
271. Radler M. Ethanol and oil markets // Oil and Gas Journal, 2006, v. 104, № 13, p. 17.
272. Сайлес С, Омес Р. Экологически чистые топлива: в чем проблема // Нефтегазовые технологии, 2005, № 6, с. 60.
273. Nakamura D. Product sulfur specs will determine future refining configuration // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, № 39, p.48.

274. Долгосрочный прогноз структуры цен на основные нефтепродукты в США // Бюллетень иностранной коммерческой информации, 2003, № 39(8535), с. 12.
275. Crow P. Big investment lie ahead for Canada's refining industry. // Oil and Gas Journal. 1995, v.93, №22, p.12.
276. Goodwin D. 1-billion upgrade prepares Canadian refinery for future specs. // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, №13, p. 45.
277. Pemex unveils bids for refinery revamps. //Oil and Gas Journal. 1999, v.97, №3, p.22.
278. Pemex to tender another refinery upgrade project. . // Oil and Gas Journal. 1999, v.97, № 46, p. 10.
279. Уайрауч У. Благоприятные перспективы для нефтеперерабатывающей промышленности Европы.//Нефтегазовые технологии. 1996, №8, с.35.
280. Oil, Gas, Coal and Electricity Quarterly Statistic, OECD, 2001, №4, p. 98, 126, 178.
281. Petroleum Economist, 2002, v. 69, № 8, p. 22.
282. Нефтегазовые технологии, 2000, №5, с.83.
283. Rhodes A.K. Europe's refining industry woes detailed of London meeting. // Oil and Gas Journal. 1996, v.94, № 50, p.52.
284. Hunt P. European refiners must seek creature processes to justify heavy-ends projects. // Oil and Gas Journal. 1996, v.94, № 50, p.53.
285. Нефтегазовые технологии, 2001, № 1, с. 102, 104.
286. European refiners peg new fuel spec costs. Oil and Gas Journal. 1998, v.96, № 28, p.35.
287. Перспективы нефтеперерабатывающей отрасли в Европе // Нефтегазовые технологии, 2005, №5, с. 58.
288. Рост Европейского рынка высококачественных топлив // Нефтегазовые технологии, 2005, № 5, с. 59.
289. Бурлака В. Нефтепереработка Украины: беды и надежды // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 7, с. 68.
290. Бурлака Г. Стагнация нефтепереработки Украины // Нефтегазовая вертикаль, 2005, №11, с. 78.
291. Isaak D. Flat Asia-Pacific markets to deflect // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 48, p. 18.
292. Asian refiners may see relief on marging as capacity addition ease. // Oil and Gas Journal. 1997.V.95, №27, p.41.
293. Рост потребления нефтепродуктов в АТР // Нефтегазовые технологии, 2006, № 4, с. 65.
294. Asia leads world in refined-product demand growth // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, № 45, p. 56.
295. Нефтепереработка в Азии // Нефтегазовые технологии, 2005, № 6, с. 58.
296. Японские нефтеперерабатывающие компании готовятся к ужесточению требований к содержанию серы в моторных топливах // Нефтегазовые технологии, 2004, № 1.
297. Japan's refiner/marketers continue to grapple with downstream deregulation. //Oil and Gas Journal. 1997, v.95, №27, p.51.
298. Нацуо Т., Иаги Т. Многоотраслевой комплекс объединяет нефтепереработку с энергетикой и строительной промышленностью // Нефтегазовые технологии, 2004, № 3, с. 79.
299. Outlook improving for South Korean refining, petrochemical firms in wake of restructuring. // Oil and Gas Journal. 1999, v.97, № 41, p.25.
300. Formosa to build new refinery by yearend. // Oil and Gas Journal. 1999, v.97, № 12, p.52.
301. Wa K., Fecharaki F. China's refining sector challenges:surging demand, rising imports of sour crudes, new business model.//Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, №8, p. 66.
302. Chang T. Refinery project delays. // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, № 8, p. 50.
303. India ideal fit for refinery-generated electricity. // Oil and Gas Journal. 1999, v.97, №21, p.31.
304. Chang T. Inter Oil builds first refinery.//Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, № 12, p. 46.
305. How evolving new fuels specific are challenging Asia's refining. // Oil and Gas Journal. 1997, v.95, №27, p.35.

306. Aitani A.V., Hamid S.H. Gulf countries continue to increase refinery capacity. // Oil and Gas Journal. 1997, v.95, №37, p.36.
307. UAE gets new refinery. // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 13, p.
308. Gaddi D.E. Kuwait reaches for foreign partnership. // Oil and Gas Journal. 1998, v. 96, № 11, p.27.
309. Martin T.W. Global refining addresses increased oil demands, new challenges. // Oil and Gas Journal. 1998, v.96, № 11, p.56.
310. Al Fathu S. Master plak for Irak's downstream industries//Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, №47, p. 31.
311. Knott D. Synthetic fuel aiding South Africa to advance its world energy role. // Oil and Gas Journal. 1997, v.95, № 11, p.23.
312. Фахми С. Египет: перспективы развития нефтепереработки // Нефть, Газ & Энергетика, 2005, №3, с. 39.
313. Rhodes A.K. Venezuelan refiner completes \$ 2,5 billion refinery expansion. // Oil and Gas Journal. 1996, v.94, № 12, p.51.
314. YPF refineries aiming for world class operators.//Oil and Gas Journal. 1995, v.93, №7, p.54.
315. Bailey T.S., Hammings J.W. Argentina refinery becomes an unleaded gasoline exporter. // Oil and Gas Journal. 1998, v.96, № 11, p.54.
316. Chang T. Petrobras implements \$29 million refining-technology programm. // Oil and Gas Journal. 1999, v.97, № 12, p.63.
317. Состояние и перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности мира // Нефтегазовые технологии, 2003, № 3, с. 55.
318. Williams B. Refiners' future servival hinges on adapting to changing feedstocks, product specs//Oil and Gas Journal, 2003,v. 101, №31, p. 20.
319. Джилсдорф Н.Л. Решение проблемы, связанной с производством экологически чистых топлив//Нефтегазовые технологии, 2002, №3, с. 103.
320. Benign'era of refining represents greater profitability for best performers // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, № 30, p. 50.
321. True W.R. Worldwide gas processing rides // Oil and Gas Journal, 2000, v. 98, № 26, p. 64.
322. True W.R. Canada continue to dominate world's gas processing // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, №26, p. 64.
323. True W.R. Shift in global industry continues // Oil and Gas Journal, 2002, v. 100, № 25, p. 50.
324. True W.R. Rest of world continues to gain ground on Canada, US // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101,3 25, p. 52.
325. True W.R. Regional shifts in worldwide capacity, product slow // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №24, p. 45.
326. Horvath Jr. M. Gold weather, petchem demand push up C₃ prices // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №17, p. 88.
327. A.A. Rahman, A.A. Yusuf. Petronas improves ethane extraction of gas processing complex // Oil and Gas Journal, 2004, v. 102, № 40, p. 58.
328. Brown B.D., Pelikanon A., Joshi Yogesh. Ohanet gas processing plant starts in Algeria // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 34, p. 44.
329. Gist R., Chandra A., Otto B. World's LPG industry shifting to a supply-driven market // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, № 25, p. 58.
330. Chandra A., Otto K., Whitley S.C. World LPG production poised to surge; ethane will grow in Middle East // Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 24, p. 52.
331. Брагинский О.Б. Производство и потребление сжиженного нефтяного газа в мире // Нефть, газ и бизнес, 2000, № 4, с. 38; 2002, № 6, с. 24.
332. Growth expected in LPG fleet, rates //Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №41, p. 59.
333. Российский статистический ежегодник, 2002–2005.
334. Некрасов А. Тяжелое бремя энергопотерь // Мировая энергетика, 2005, № 4, с. 32.

335. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. М.: Минэнерго РФ, 2003 (утверждена Правительством РФ 28.08.2003, распоряжение № 1234).
336. Макаров А. Энергостратегия наскочила на рифы недальновидной ценовой политики // *Мировая энергетика*, 2006, № 4, с. 8.
337. Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России // *Нефтегазовая вертикаль*, 2000, специальный выпуск.
338. ИнфоТЭК. Аналитика, документы, факты, М., ООО «ИнфоТЭК-консалтинг», 2000–2003, 2004 (№ 1), 2005 (№ 1), 2006 (№ 1).
339. Нефть России: отраслевой обзор // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 8–9, с. 62.
340. Иллюзия благополучия // *Нефтегазовая вертикаль*, 2006, № 4.
341. Запасы и добыча России: состояние и прогнозы // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 8–9, с. 38.
342. Халимов Э., Халимов Ю. «Свой путь» привел в тупик // *Нефть России*, 2005, №3, с. 24.
343. Оганесян С.А. Энергетическая стратегия России до 2020 г., ее реализация и перспективы развития ТЭК // *Нефть, Газ & Энергетика*, 2006, № 3, с. 3.
344. Khartukov E. Russia's oil majors // *Oil and Gas Journal*, 2002, v. 100, № 21, p. 20.
345. Кричевский И.Е., Куницына Н.Н. Крупнейшие химические, нефтегазовые и фармацевтические компании мира // *Химия и бизнес*, 2002, № 2–3, с. 25.
346. ЛУКОЙЛ: по материалам годового отчета // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 11, с. 28.
347. Индивидуальный почерк ВИНК России – 2005 // *Нефтегазовая вертикаль*, 2006, № 5, с. 20.
348. Сургутнефтегаз: по материалам годового отчета // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 11, с. 38.
349. Кукес С. Звенья одной цепи // *Нефтегазовая вертикаль*, 2003, № 11, с. 15.
350. Транспорт для черного золота // *Академия энергетике*, 2005, №2 (104), с. 52.
351. Отт В., Коржубаев А., Эдер Л. Векторы транспорта нефти и газа // *Нефтегазовая вертикаль*, 2004, № 14, с. 40.
352. Классон М. Созвездие терминалов // *Мировая энергетика*, 2005, № 6, с. 35.
353. Стеклов М. Союз с Азией сулит большие выгоды // *Мировая энергетика*, 2006, № 6, с. 76.
354. Кравец М. Замкнутый круг КТК? // *Нефтегазовая вертикаль*, 2004, № 14, с. 46.
355. Виноградова О. Газ России: отраслевой обзор // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 8–9, с. 96.
356. Газа всем не хватит // *Мировая энергетика*, 2006, № 3, с. 38.
357. Будзуляк Б.В., Леонтьев Е.В. Развитие газотранспортной системы для вывода газа северных месторождений // *Газовая промышленность*, 2004, № 6, с. 10.
358. Альтмарк М.И., Россеев Н.И. Ямалгазинвест: ввод приоритетных объектов транспорта газа // *Газовая промышленность*, 2004, №6, с. 16.
359. Развитие экспорта газа. // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 1, с. 74.
360. Тимошилов В. Газ востока России: в ожидании судьбоносных решений // *Нефтегазовая вертикаль*, 2006, № 7, с. 24.
361. Газпром: по материалам к годовому собранию акционеров // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 11, с. 64.
362. Михельсон Л. Недооценка газового потенциала России // *Нефтегазовая вертикаль*, 2003, №8, с. 30.
363. Смена декораций в Газпроме // *Мировая энергетика*, 2006, № 5, с. 33.
364. Милов В. Независимые производители газа: стратегический ресурс России // *Нефтегазовая вертикаль*, 2005, № 8–9, с. 106.
365. Синявский П. Время собирать компании // *Мировая энергетика*, 2005, №11, с. 16.
366. Славинская Л. Независимая газодобыча: орел или решка // *Нефтегазовая вертикаль*, 2006, № 5, с. 8.
367. Лукин О. Китай заставит конкурировать // *Нефтегазовая вертикаль*, 2006, № 7, с. 21.

368. Газовая доминанта российского сектора Каспия // Нефть и капитал, 2004, № 5.
369. Гудков И.В. Обзор концепций реформирования газовой отрасли России // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 4, с. 40.
370. Миловидов К.Н. О некоторых актуальных проблемах управления освоением нефтегазовых ресурсов // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 8, с. 32.
371. Освоение природных ресурсов: время новых подходов // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 8, с. 77.
372. Геологоразведка: будущее отечественной нефтегазовой отрасли // Нефть, промышленность, 2005, № 1, с. 15.
373. Сапун А. Как доказать очевидное // Нефтегазовая вертикаль, 2004, № 4, с. 10.
374. Иршинская Л. Дифференцировать и администрировать // Мировая энергетика, 2006, № 6, с. 28.
375. Возможности повышения эффективности режима раздела продукции // Нефть, Газ & Энергетика, 2005, № 1, с. 6.
376. Субботин М. Политика решительных полумер // Мировая энергетика, 2005, № 9, с. 65.
377. Ждакаев И. СРП – пройденный этап // Мировая энергетика, 2005, № 9, с. 73.
378. Сергеева В., Мягих М., Сухонцкий С. Проблема 2005: налоговая цена нефти // Нефтегазовая вертикаль, 2003, № 4, с. 71.
379. Шапенко А.В. Методика определения расчетной цены на нефть на внутреннем рынке России в целях налогообложения // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 9, с. 25.
380. Егоров В.И., Злотникова Л.Г. Экономика нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М.: Химия, 1982.
381. Нефтеперерабатывающая промышленность СССР и ведущих стран мира. М., ЦНИИ-ТЭНефтехим, 1965–1990 гг.
382. Брагинский О. Энергетические компании обзаводятся «нефтехимическим крыльями» // Мировая энергетика, 2006, № 7(31), с. 78.
383. Нефтеперерабатывающая промышленность России и ведущих стран мира М.: ЦНИИТЭНефтехим, 2001, 458 с.
384. Злотников Ю.А. Методические основы оценки и стимулирования ресурсосбережения // Нефть, газ и бизнес, 2006, № 5, с. 35.
385. Злотников Ю.Л. Современные проблемы повышения эффективности нефтеперерабатывающего производства // Нефть, газ и бизнес, 2006, № 4, с. 28.
386. Нефтеперерабатывающая промышленность России и ведущих стран мира. М.: ОАО ЦНИИТЭНефтехим, 2005, 555 с.
387. Лебедева Т.Я. Перспективные направления инвестиций в нефтяную отрасль России. Автореферат на соискание ученой степени доктора экономических наук, М: 2001, 36 с.
388. Рудерман Я. Нефть России '2005 // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 2, с. 56.
389. Рудерман Я. Испытание рынком // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 6, с. 70.
390. Зубачёва А. Леонид Федун прогнозирует топливный кризис // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 6, с. 74.
391. Экология качества // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 6, с. 88.
392. ИнфоТЭК: аналитика, документы, факты, 2006, № 3, с. 7.
393. Яковлев А., Яковлев А. Экономика качества // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 6, с. 90.
394. Азарова С. Шансы НПЗ на рынке мазута // Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 2, с. 61.
395. Шапенко А. У разбитого завода // Мировая энергетика, 2005, № 4, с. 25.
396. Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность, М.: Наука, 2003, 555 с.
397. Черный Ю. Вертикальная интеграция отмирает // Мировая энергетика, 2006, № 4, с. 92.
398. Сомов В.Е., Садчиков И.А., Шершун В.Г., Кореляков Л.В. Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий. М.: ОАО ЦНИИТЭНефтехим, 2002, 292 с.
399. Кириллов Д. Омские перспективы // Газпром, 2006, № 1–2, с. 10.
400. Ананко В. Мини не в моде // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 8, с. 68.

401. НПЗ в Новошахтинске снова актуален // Нефть и капитал, 2005, № 4, с. 38.
402. Брагинский О.Б. Производство и потребление сжиженных газов в России // Нефть, газ и бизнес, 1999, № 5, с. 41.
403. Брагинский О.Б. Производство, потребление и экспорт сжиженных газов в России // Нефть, газ и бизнес, 2002, № 5, с. 27.
404. Анализ состояния производства и потребления углеводородного сырья по предприятиям нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности Российской Федерации. ГУП ВНИИУС, г. Казань, 1997–2004 гг.
405. Макаров П. Нереализованный «Клондайк» // Мировая энергетика, 2004, № 10, с. 56.
406. Ануфриев В.П., Ярков С.Н. Использование современных технологий для утилизации нефтяного попутного газа // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 8, с. 67.
407. Holmes C. Uncertainties for FSU projects threaten LPG export potential // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, № 22, p. 58.
408. Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, № 10, p. 18.
409. HaldorTopsøe AS (буклет), с. 20.
410. Хансен Д.Б. и др. Крупномасштабное производство диметилового эфира – нового альтернативного дизельного топлива. Доклад на конгрессе Международного инженерного общества, Детройт, 1995.
411. Weeden S.L. Financial commitments brighten 2001 GTL Prospects // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, № 11, p. 58.
412. Stranded-gas study sees good future for synfuels // Oil and Gas Journal, 2001, v. 99, № 14, p. 60.
413. Stell J. War uncertainties delay construction projects // Oil and Gas Journal, 2003, v. 101, № 16, p. 66.
414. Oil and Gas Journal, 2005, v. 103, №37, p. 10.
415. Кессель И.Б. и др. На диметиловом эфире. // Нефтегазовая вертикаль, 2000, №11, с.3.
416. Dimethyl ether production and sales collaboration//Petroleum Review, 2001, v.55, №658, P. 9.
417. Toyo plants production of DMEfuel, using proprietary technology//Chemical Engineering, 2001, v. 108, № 13, p. 19.
418. Лапидус А.Л., Крылова А.Ю. О механизме образования жидких углеводородов из CO и H₂ на кобальтовых катализаторах // Российский химический журнал, 2000, т. XLIX, № 1, с.43.
419. Лапидус А.Л., Голосман Е.З., Крылова А.Ю. и др. Кобальт-цементные катализаторы для процесса Фишера-Тропша//Катализ в промышленности, 2002, № 2, с. 38.
420. Розовский А.Я. Синтез моторных топлив из природного газа // Химическая промышленность, 2000, № 3, с. 1.
421. Розовский А.Я. Синтез метанола и диметилового эфира из природного газа. В сб. докладов семинара по газохимии. М., РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003.
422. Колбановский Ю.А., Розовский А.Я., Сливинский Е.В. Моторные топлива и нефтехимические продукты из природного газа: технологии XXI века // Тезисы докладов XVI Менделеевского съезда по общей и прикладной химии. М. 1998, с. 456.
423. Колбановский Ю.А., Буравцев Н.Н., Платэ Н.А. и др. Нетрадиционные химические реакторы на базе энергетических установок //Химическая промышленность, 1995, № 4, с. 4.
424. Колбановский Ю.А., Платэ НА. Энергетические установки в химической технологии // Нефтехимия, 2000, т. 40, № 5, с. 323.
425. Сливинский Е.В. Использование синтез-газа в нефтехимическом комплексе: состояние разработок и перспективы // Труды третьей сессии международной школы «Инженерно-химическая школа для передовых технологий, Казань, 1997, 30 с.
426. Radchenko M.N., Kagan D.N., Krechetova G.A. Synthetic liquid hydrocarbon motor fuel from natural gas. M.: Institute for High Temperature RAS, 1998, 222 с.

427. Батенин В.М., Каган Д.Н., Шпильрайн Э.Э. и др. Малостадийная технология производства синтетических дизельных и реактивных топлив на малогабаритных установках низкого давления // Наука и техника газовой промышленности, 2000, № 1, с. 21.
428. Сосна М.Х. Производство диметилового эфира. Доклад на Московском семинаре по газохимии. М., РГУНиГ им. И.М.Губкина, 2002.
429. Фрейде Д.Ф. Окончательно «чистое» топливо – продукты технологии GTL // Нефтегазовые технологии, 2003, № 3, с. 76.
430. Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б., Кессель И.Б. и др. Производство синтетических жидких топлив из природного газа // Катализ в промышленности, 2004, № 4.
431. Сосна М.Х., Кессель И.Б. Термодинамическая оценка эффективности различных методов транспортировки энергоносителей // Нефть, газ и бизнес, 2005, № 7, с. 65.