

# Лекция 1

## Нефть, как товар и объект торговли

# **Тема 1. Нефть, как товар и объект торговли**

## **1.1. Нефть как товар**

## **1.2. Организационные формы рынка, методы торговли**

## 1.1. Нефть как товар

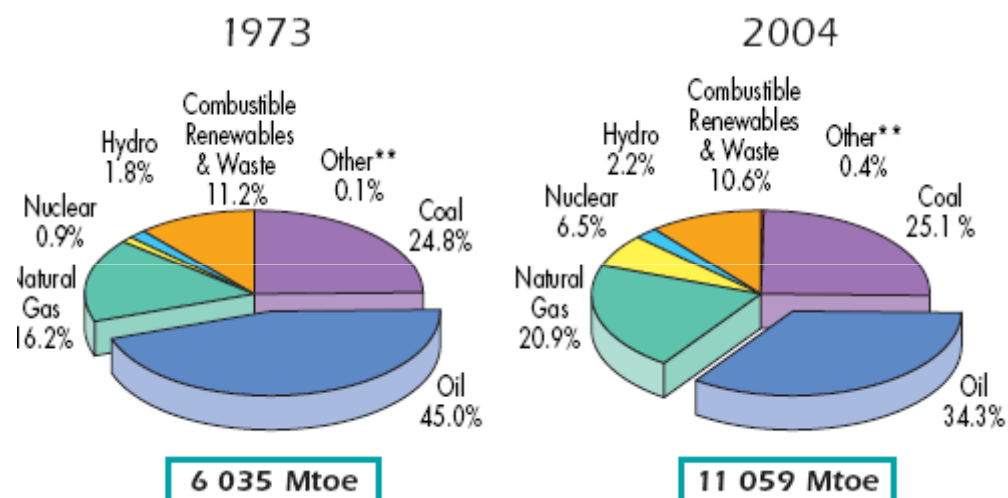
- Нефть представляет собой специфический товар, **монопродукт**, отличающийся качественными характеристиками (плотность, химический и фракционный состав, наличие примесей).
- Область использования нефти по сути дела одна – **нефтепереработка**.
- Продукция нефтепереработки – бензин, дизельное топливо, 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. Нефть как товар

- 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 б.СССР – порядка 20%.
- 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.

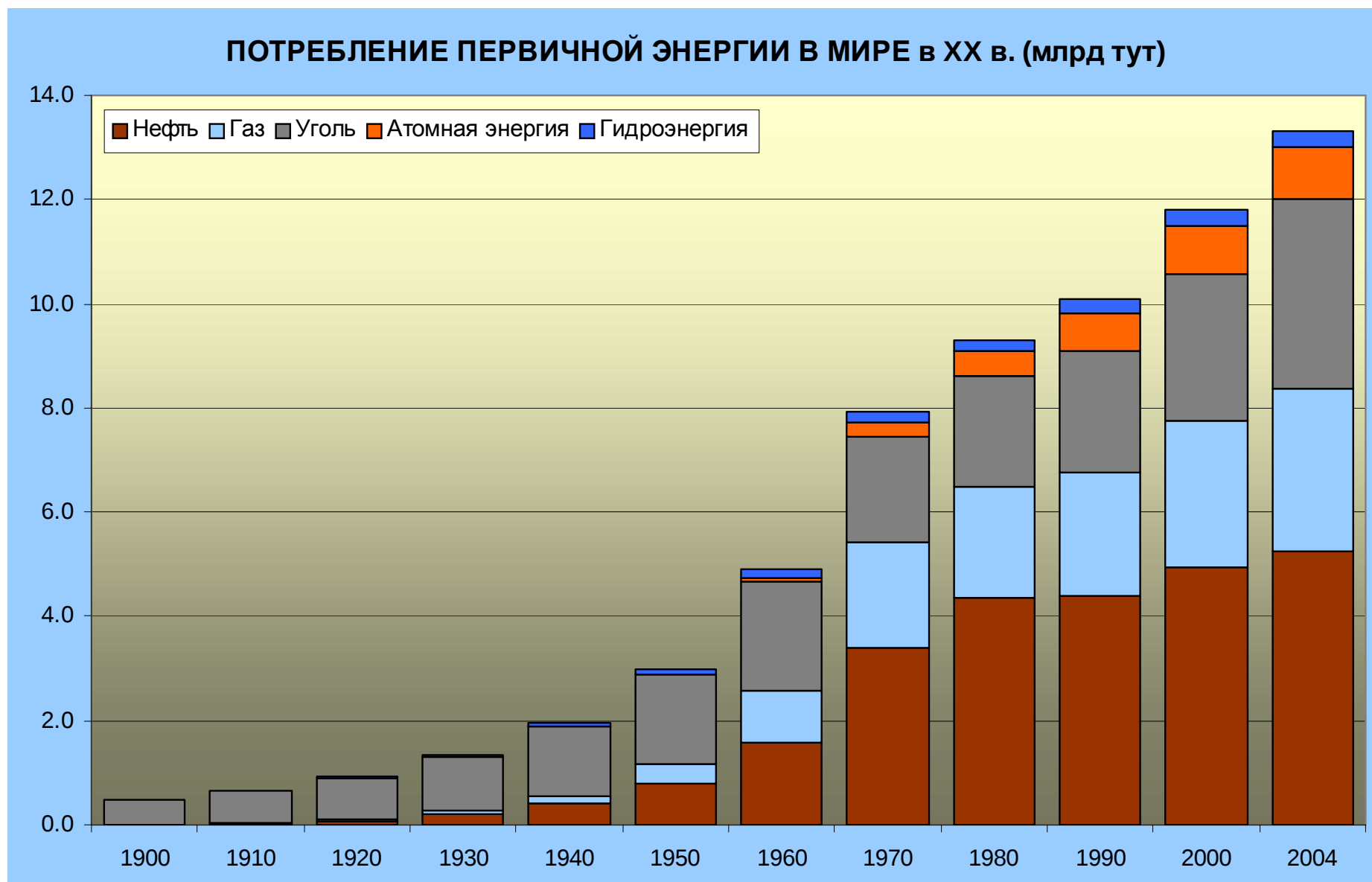
## 1.1. Нефть как товар

- Мировой топливный баланс в 1973 и 2004 годах

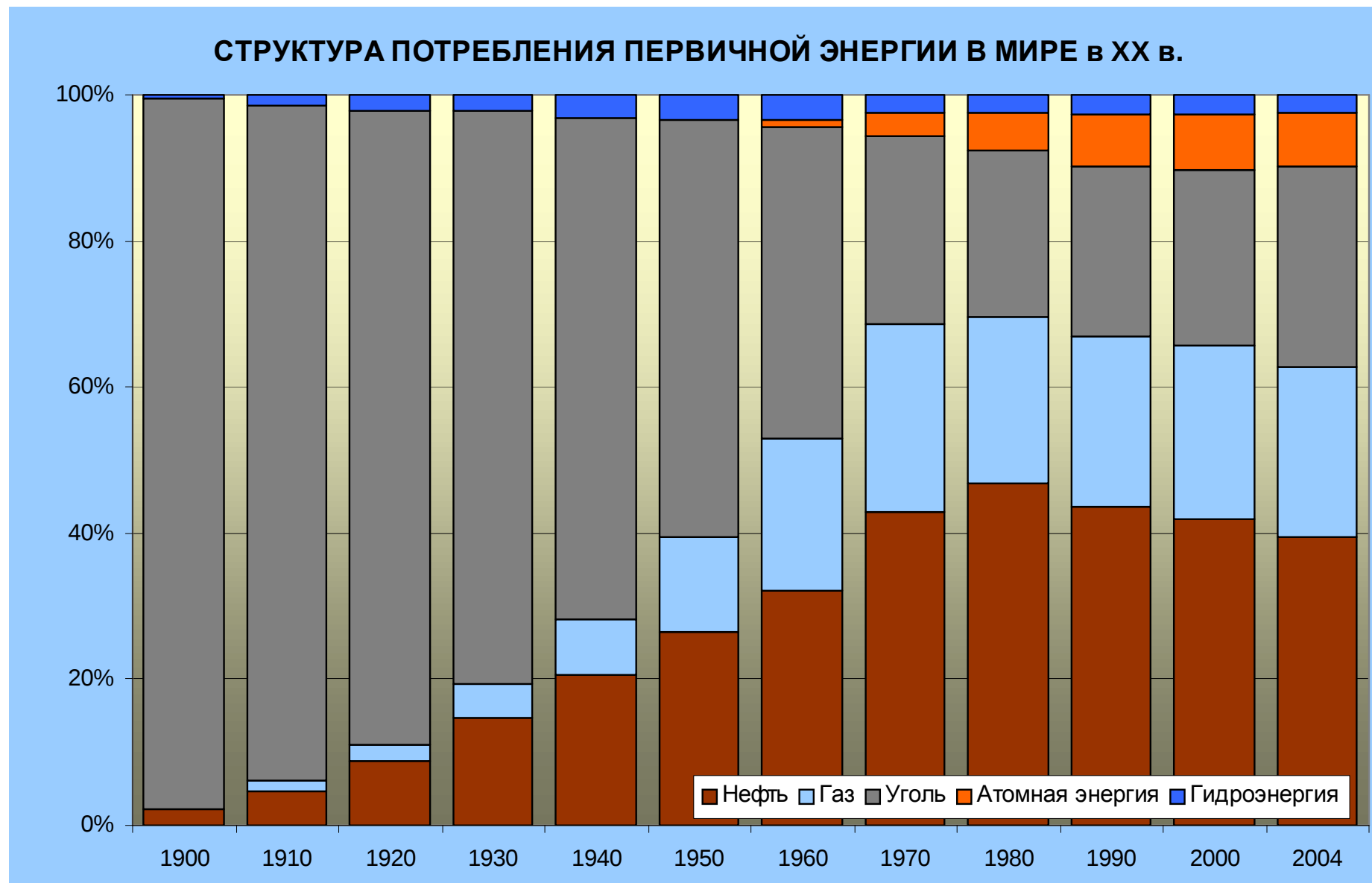


- Согласно долгосрочному прогнозу, сделанному в 2000 г. группой специалистов международных организаций (МАГАТЭ, ОПЕК, ООН), к 2020 г. доля нефти составит в мировом энергобалансе 30%, а в 2050 г. – 28–29%.

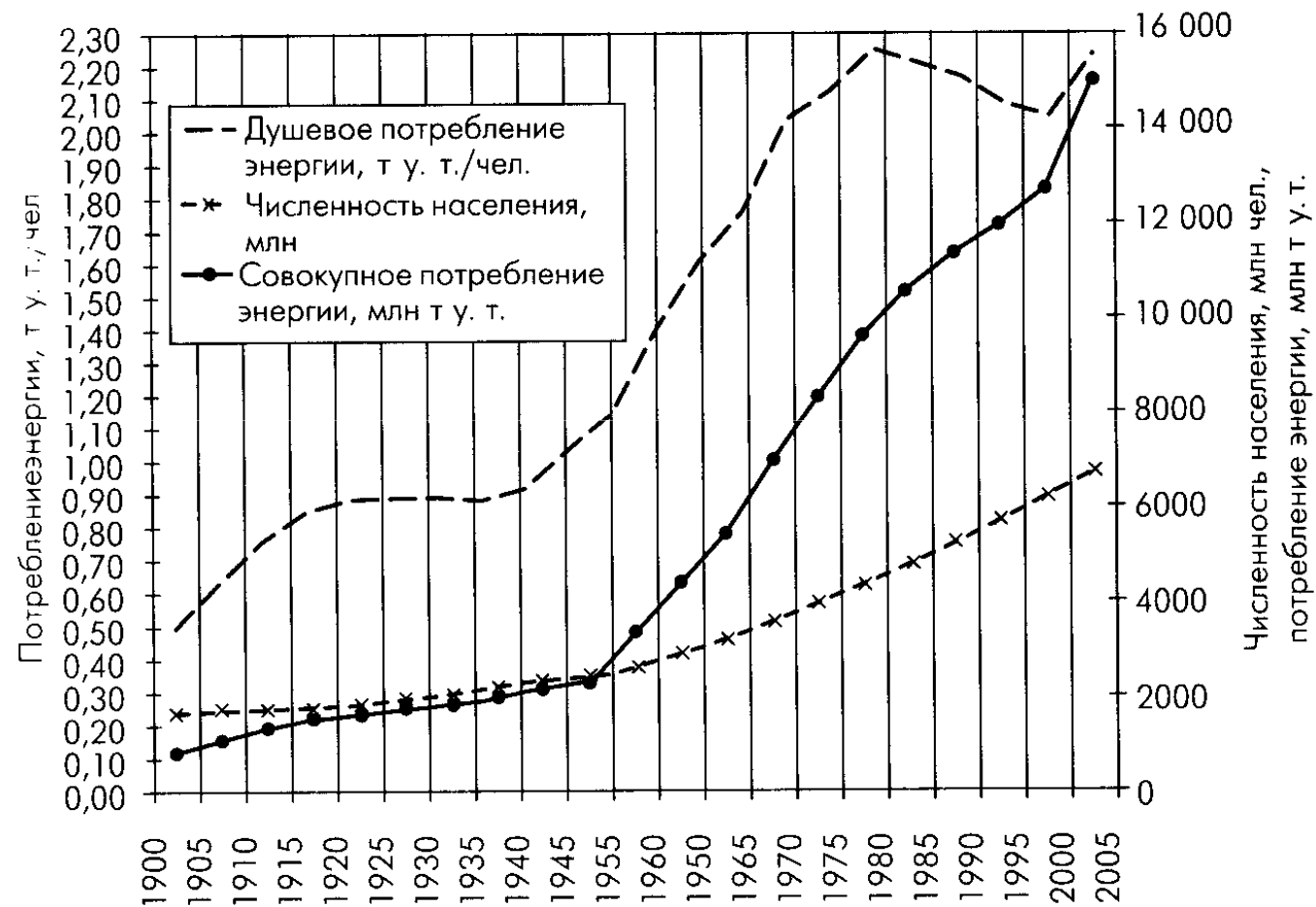
# 1.1. Нефть как товар



# 1.1. Нефть как товар



## 1.1. Нефть как товар



## 1.1. Нефть как товар

- **Специфика рынков различных видов топлив.**

1. **Рынок угля - локальный.** Перевозки твердого топлива на большие расстояния нетехнологичны и органичены по финансовым возможностям. Исключение гидротранспорт угля по трубопроводам (Австралия) и морские перевозки между прибрежными производителями и потребителями (товарные потоки ЮАР – Европа, Австралия –Европа, Австралия – Япония). Объемы международной торговли не превышают 10% от производства угля.
2. **Рынок природного газа – существенно национальный.** Основное потребление природного газа традиционно приходится на нужды национальных потребителей. Причины – в технологии транспорта природного газа по трубопроводам, которая ограничивает рынки сбыта. Международная торговля газа не превышает 30% от его производства. Торговля более технологичным для морских перевозок сжиженным природным газом пока не превышает 5% от объемов добытого природного газа.
3. **Рынок нефти – существенно международный.** Жидкая нефть весьма технологична в транспортировке и поэтому ее рынок весьма гибок как с позиции отгрузки с места добычи, так и по месту нахождения потребителей. По видам перевозок для нефти доминирует морские перевозки и трубопроводный транспорт. Объемы международной торговли нефтью превышают 60% от ее добычи.

## 1.1. Нефть как товар

- **Направление использования нефти.**

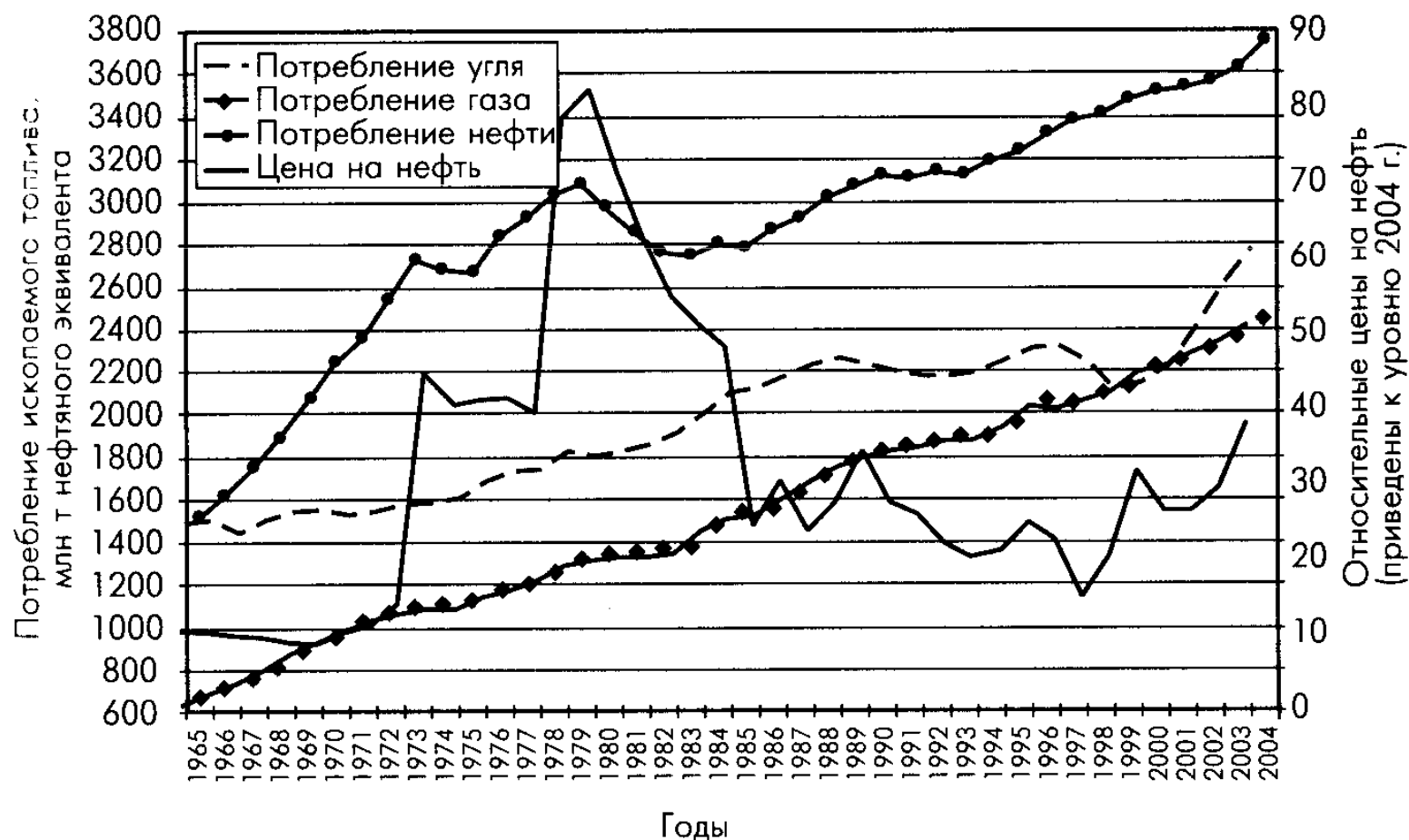
1. **Моторное топливо.** – 59%;
2. **Производство первичной энергии.** – 34%.
3. **Нефтехимия.** - 7%.

## 1.1. Нефть как товар

- За сравнительно короткий исторический период рынок нефти превратился в один из **крупнейших товарных рынков мира** с годовым оборотом от продажи нефти до **1,5 трлн долл.США**. 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. Нефть как товар

Относительные цены на нефть и потребление  
основных видов ископаемого топлива в мире в 1965–2004



## 1.2. 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)

## 1.2. Организационные формы рынка, методы торговли

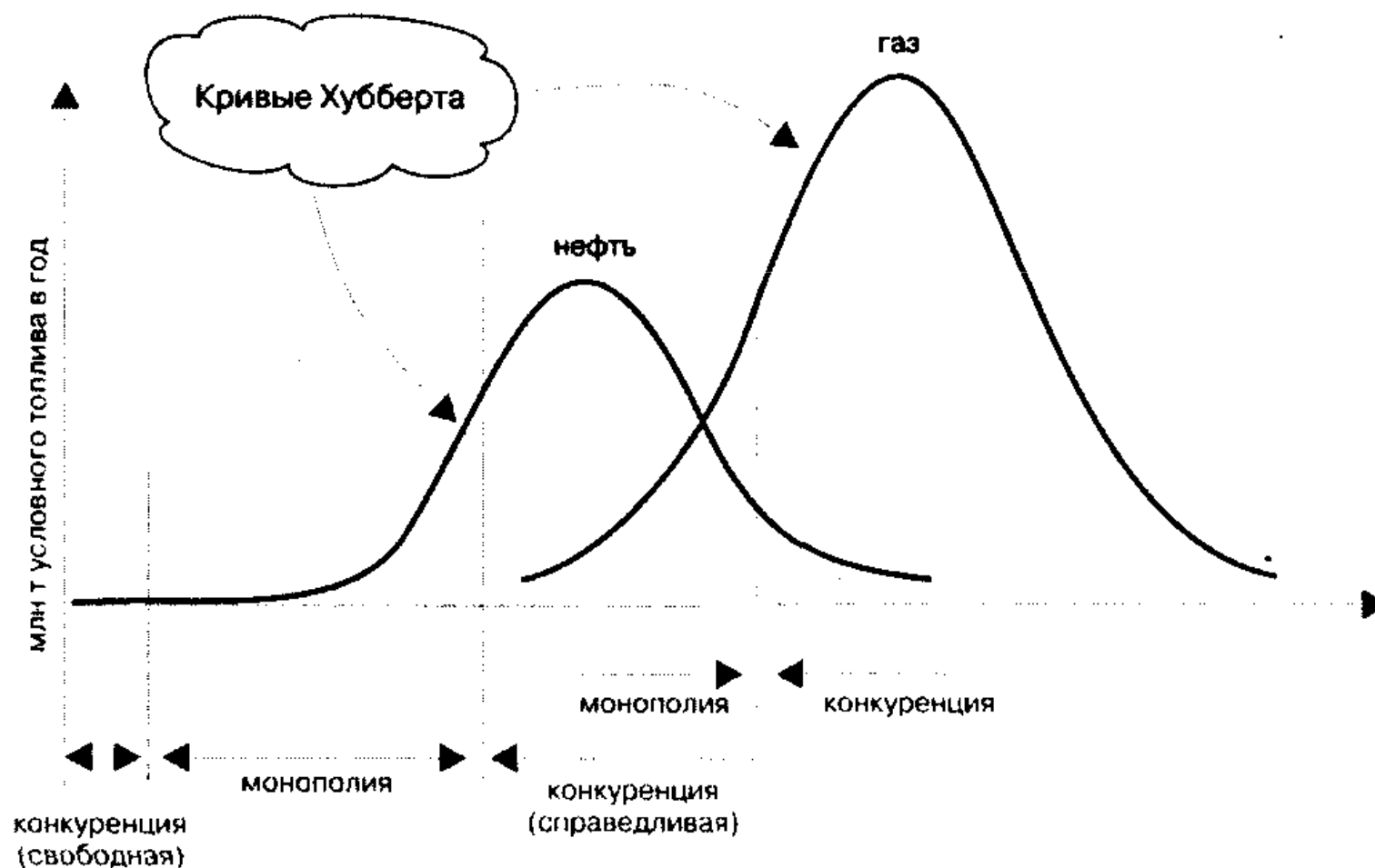
- Основными торговцами являются **нефтяные компании, трейдеры** (независимые торговцы, как правило, перекупщики) и **брокеры** (обслуживающие компании и проводящие сделки).
- Центрами мировой торговли являются Нью-Йорк, Хьюстон, Лондон, Токио, Сингапур. Наиболее крупные нефтяные биржи:
  - нью-йоркская торговая биржа (New York Mercantile Exchange – NYMEX),
  - лондонская международная нефтяная биржа (International Petroleum Exchange – IPE),
  - сингапурская торговая биржа (Singapore Monetary Exchange – SIMEX).
- 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.

## 1.2. Организационные формы рынка, методы торговли

- 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. 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.

## 1.2. Организационные формы рынка, методы торговли

Закономерности естественной динамики освоения невозобновляемых энергоресурсов: от монополии к конкуренции



## 1.2. Организационные формы рынка, методы торговли

- 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..
- 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 покупатели получили возможность уравновесить (сбалансировать) свои интересы за счет **минимизации рисков поставки**.

## 1.2. Организационные формы рынка, методы торговли

- 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.
- Одновременно появилась зависимость рынка нефти от самого состояния финансового рынка.

# Лекция 2

## Запасы нефти в мире

## **Тема 2. Запасы нефти в мире**

- 2.1. Региональная структура разведанных запасов нефти**
- 2.2. Организационные формы рынка, методы торговли**
- 2.3. Экономическая оценка разведанных запасов**

## 2.1. Региональная структура разведанных запасов нефти

- Нефть относится к труднооткрываемым видам полезных ископаемых. Тем не менее за последние годы суммарный размер разведанных запасов нефти возрастал от 88,4 млрд т в 1978 году до **163,6 млрд т в 2005 году**.
- Однако эти оптимистические оценки основаны на сложнопроверяемых национальных данных, основанных на различных методиках расчета, а также имеющих риски спекулятивных действий.
- Так например в 1996 г. научно-исследовательская организация Petroconsultants (г. Женева, Швейцария) провела независимую оценку официальных запасов ОПЕК. 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. (**70 млрд т.**) или **63% от официальных данных**.

## 2.3. Региональная структура разведанных запасов нефти

- Запасы нефти в млрд. т по регионам мира на 01.01.2005 г.

|                  |       |
|------------------|-------|
| Северная Америка | 8.0   |
| Южная Америка    | 14.4  |
| Евразия          | 19.0  |
| Ближний Восток   | 100.0 |
| Африка           | 14.9  |
| АТР              | 5.5   |
| Мир              | 161.8 |

## 2.3. Региональная структура разведанных запасов нефти

- Крупнейшие по запасам нефти (в млрд. т) страны мира

|                   |      |
|-------------------|------|
| Саудовская Аравия | 36.0 |
| Иран              | 18.1 |
| Ирак              | 15.8 |
| Кувейт            | 13.6 |
| ОАЭ               | 13.4 |
| Венесуэла         | 10.6 |
| Россия            |      |
| Казахстан         | 5.4  |
| Ливия             | 5.4  |
| Нигерия           | 4.8  |
| США               | 4.0  |

## 2.2. 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., а в 2000 г. Американское общество геологов-нефтяников оценило запасы традиционной нефти в 273 млрд .т.

## 2.2. Потенциальные запасы нефти

- **Нетрадиционные источники нефти.** 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%).
- По оценке Американского общества геологов-нефтяников **потенциальные запасы традиционной и нетрадиционной нефти составляют 409 млрд т.**

## 2.2. Потенциальные запасы нефти

- 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, Texaco 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 **ресурсы 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.

## 2.2. Потенциальные запасы нефти

- Кроме тяжелых нефтей прирост запасов может быть осуществлен за счет открытия еще не найденных месторождений (млрд барр.)

| Регионы и страны / Промышленные страны | Доказанные резервы | Ненайденные запасы |
|----------------------------------------|--------------------|--------------------|
| США                                    | 22,45              | 88,03              |
| Канада                                 | 180,02             | 32,59              |
| Мексика                                | 12,62              | 45,77              |
| Япония                                 | 0,06               | 0,31               |
| Австралия/Новая Зеландия               | 3,52               | 5,93               |
| Западная Европа                        | 18,10              | 34,58              |
| Евразия                                |                    |                    |
| Бывшие республики СССР                 | 77,83              | 170,79             |
| Восточная Европа                       | 1,53               | 1,38               |
| КНР                                    | 18,25              | 14,62              |

## 2.2. Потенциальные запасы нефти

| Регионы и страны / Промышленные страны | Доказанные резервы | Ненайденные запасы |
|----------------------------------------|--------------------|--------------------|
| Развивающиеся страны                   |                    |                    |
| Центральная и Южная Америка            | 98,55              | 125,31             |
| Индия                                  | 5,37               | 6,78               |
| Другие развивающиеся страны            | 11,35              | 23,90              |
| Африка                                 | 77,43              | 124,72             |
| Ближний Восток                         | 685,64             | 269,19             |
| Ирак                                   | 112,50             | —                  |
| Саудовская Аравия                      | 259,3              | —                  |
| Всего                                  | 1212,88            | 938,90             |
| ОПЕК                                   | 819,01             | 400,51             |
| Не члены ОПЕК                          | 393,87             | 538,39             |

## 2.3. 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.

## 2.3. Экономическая оценка разведанных запасов

- По состоянию на 200 год издержки добычи нефти в различных странах и регионах составили (Конопляник, 2002).

| Регионы         | Иран    | Ирак    | Сауд.<br>Аравия | Кувейт  | Абу-<br>Даби<br>(суша) | Абу-<br>Даби<br>(море) | Ливия,<br>Малай-<br>зия,<br>Мексика | РФ       |
|-----------------|---------|---------|-----------------|---------|------------------------|------------------------|-------------------------------------|----------|
| Долл./<br>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 |

| Регионы         | Индонезия | Северное море | США<br>(Зап. Техас) | США<br>(Аляска) | Оман    | Венесуэла | Каспий<br>(Азербайджан) | Каспий<br>(Казахстан) |
|-----------------|-----------|---------------|---------------------|-----------------|---------|-----------|-------------------------|-----------------------|
| Долл./<br>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                   |

## 2.3. Экономическая оценка разведанных запасов

- **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.

| Регионы         | Иран    | Ирак    | Сауд.<br>Аравия | Кувейт  | Абу-<br>Даби<br>(суша) | Абу-<br>Даби<br>(море) | Ливия,<br>Малай-<br>зия,<br>Мексика | РФ       |
|-----------------|---------|---------|-----------------|---------|------------------------|------------------------|-------------------------------------|----------|
| Долл./<br>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 |

- сопоставление издержек производства добычи традиционной нефти (для разведанных и доказанных, а также потенциальных запасов) и нетрадиционной нефти:

| Показатели                      | Доказанные и<br>разведанные | Потенциальные<br>(традиционная<br>нефть) | Потенциальные<br>(традиционная и<br>нетрадиционная<br>нефть) | Потенциальные (с<br>преобладанием<br>нетрадиционной<br>нефти) |
|---------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Издержки добычи,<br>долл./барр. | 2–14                        | 5–16                                     | 15–35                                                        | 35–45                                                         |

## 2.3. Экономическая оценка разведанных запасов

- Экспертами Международного энергетического агентства (IEA – International Energy Agency) проведены расчеты по оценке разведанных и потенциальных ресурсов традиционной и нетрадиционной нефти и цен, при которых может быть организована добыча данных категорий запасов:

| Имеющиеся запасы нефти                                      | Запасы, млрд т<br>(нарастающим<br>итогом) | Цена, при которой<br>выгодно добывать<br>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                                                        |

# Лекция 3

## Потребление нефти в мире

## **Тема 1. Нефть, как товар и объект торговли**

**3.1. Основные сферы потребления.**

**3.2. Региональная структура потребления нефти.**

**3.3. Прогноз мирового потребления нефти.**

### 3.1. Основные сферы потребления

- 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%.

| Показатели                               | Млн т  |
|------------------------------------------|--------|
| Добыча нефти в 2005 году                 | 3895,0 |
| Переработка нефти на НПЗ                 | 3700,0 |
| Разница                                  | 195,0  |
| Мощности НПЗ                             | 4285,0 |
| Отношение мощности к объему добычи (раз) | 1,10   |

### 3.1. Основные сферы потребления

- 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.
- Одним из количественных показателей уровня жизни в странах является представление о потреблении жидкого топлива (продажи на внутреннем рынке, включая для военных нужд) на душу населения. 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.

## 3.2. Региональная структура потребления нефти

- Структура потребления нефти в 2005 году



## 3.2. Региональная структура потребления нефти

- Структура мощностей НПЗ в 1999 году

| Регионы мира                  | млн т  |
|-------------------------------|--------|
| Азиатско-Тихоокеанский        | 938,6  |
| Западная Европа               | 728,6  |
| Восточная Европа и бывш. СССР | 604,3  |
| Ближний и Средний Восток      | 289,1  |
| Африка                        | 150,3  |
| Северная Америка              | 991    |
| Южная и Центра-льная Америка  | 313,5  |
| Итого                         | 4015,4 |
| Средняя мощность НПЗ, млнт    | 5,32   |

## 3.2. Региональная структура потребления нефти

- Наиболее заметные сдвиги **структуры потребления нефти** за период 1960-2005 гг:
- 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.

### **3.3. 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%).
- 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.

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

- Практически все эксперты в то время предсказывали рост мирового спроса на нефть
- до 3500 млн т в 2000 г.,
- до 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.

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

- 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.

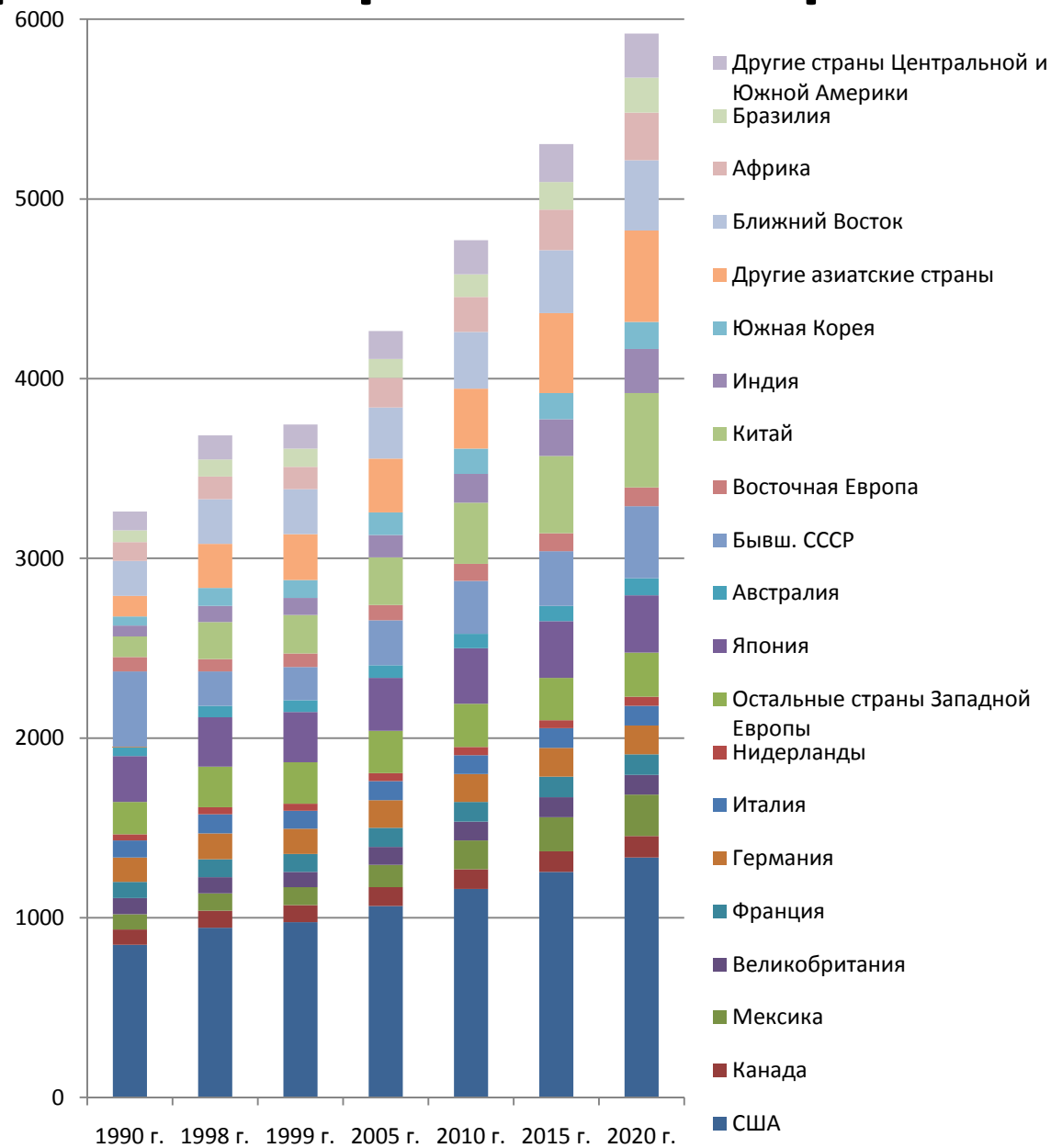
| Регионы и страны               | 1995–2010 гг | 2010–2020 гг. |
|--------------------------------|--------------|---------------|
| Развитые страны                | 1,0          | 0,8           |
| Страны с переходной экономикой | 1,3          | 1,7           |
| Китай                          | 5,3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

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

- Практически все эксперты в то время предсказывали рост мирового спроса на нефть
- до 3500 млн т в 2000 г.,
- до 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.

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

Наиболее оптимистический  
прогноз спроса на нефть  
сделали специалисты  
Департамента информации  
Министерства энергетики  
США



| Регионы и страны                          | 1990 г. | 1998 г. | 1999 г. | 2005 г. | 2010 г. | 2015 г. | 2020 г. |
|-------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| США                                       | 850     | 945     | 975     | 1065    | 1160    | 1255    | 1335    |
| Канада                                    | 85      | 95      | 95      | 105     | 110     | 115     | 120     |
| Мексика                                   | 85      | 95      | 100     | 125     | 160     | 190     | 230     |
| Великобритания                            | 90      | 90      | 85      | 100     | 105     | 110     | 110     |
| Франция                                   | 90      | 100     | 100     | 105     | 110     | 115     | 115     |
| Германия                                  | 135     | 145     | 140     | 155     | 155     | 160     | 160     |
| Италия                                    | 95      | 105     | 100     | 105     | 105     | 110     | 110     |
| Нидерланды                                | 35      | 40      | 40      | 45      | 45      | 45      | 50      |
| Остальные страны Западной Европы          | 180     | 225     | 230     | 235     | 240     | 235     | 245     |
| Япония                                    | 255     | 275     | 280     | 295     | 310     | 315     | 320     |
| Австралия                                 | 50      | 65      | 65      | 70      | 80      | 85      | 95      |
| Бывш. СССР                                | 420     | 190     | 185     | 250     | 295     | 305     | 400     |
| Восточная Европа                          | 80      | 70      | 75      | 85      | 95      | 100     | 105     |
| Китай                                     | 115     | 205     | 215     | 265     | 340     | 430     | 525     |
| Индия                                     | 60      | 90      | 95      | 125     | 160     | 205     | 245     |
| Южная Корея                               | 50      | 100     | 100     | 125     | 140     | 145     | 150     |
| Другие азиатские страны                   | 115     | 245     | 255     | 300     | 335     | 445     | 510     |
| Ближний Восток                            | 195     | 250     | 250     | 285     | 315     | 350     | 390     |
| Африка                                    | 105     | 125     | 125     | 165     | 195     | 225     | 265     |
| Бразилия                                  | 65      | 95      | 100     | 105     | 125     | 155     | 195     |
| Другие страны Центральной и Южной Америки | 105     | 135     | 135     | 155     | 190     | 210     | 245     |
| Всего по миру в целом                     | 3305    | 3685    | 3745    | 4265    | 4800    | 5315    | 5930    |

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

- При прогнозировании спроса на нефть использовались:
- 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.

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

- 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. Предполагается, что 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.

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

- Результаты расчетов по прогнозу спроса на нефть, выполненных экспертами ОПЕК и специалистами Министерства энергетики США, приведены в таблице.

| Показатели                    | 2004 г.<br>(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 |

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

- 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 Мак-Гиллопом [Oil and Gas Journal, 2004, №15]:
- 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.

### 3.3. Прогноз мирового потребления нефти

Привожу пример удачного прогнозирования Г.А.Мирлина (1983), планировавшего производство нефти в 1995 году на уровне 3200 млн т (факт 3280 млн т) и свой «прогноз» (Боярко, 2000) совместно с другими прогнозами, млн т

| Год  | Факт | Прогноз<br>(Боярко,<br>2000) | Прогноз IPE<br>(1999) | Прогноз<br>Минэнерго<br>США (2005) | Международ.<br>Энергетич.<br>Совет (2005) |
|------|------|------------------------------|-----------------------|------------------------------------|-------------------------------------------|
| 2005 | 3897 | 3875                         | 4265                  |                                    |                                           |
| 2007 | 3905 | 4030                         |                       |                                    |                                           |
| 2010 |      | 4280                         | 4800                  |                                    |                                           |
| 2015 |      | 4725                         | 5315                  |                                    |                                           |
| 2020 |      | 5220                         | 5930                  | 5500                               | 5250                                      |
| 2225 |      | 5760                         |                       | 5950                               | 5750                                      |

## 1.2. Организационные формы рынка, методы торговли

- 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. 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.

# Лекция 4

Запасы, добыча и  
потребление природного газа

## **Тема 4. Запасы и добыча природного газа**

**4.1. Запасы природного газа.**

**4.2. Добыча газа.**

**4.3. Потребление природного газа.**

**4.4. Основные потоки природного газа.**

## 4.1. Запасы природного газа

- Прирост запасов природного газа обгоняет по темпам роста прирост запасов нефти:

| Виды энергоносителей | 1970 г. | 1993 г. | 2000 г. | 2001 г. | 2002 г. | 2005 г. |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Нефть                | 71,5    | 136,3   | 142,1   | 143,1   | 142,7   | 163,6   |
| Природный газ        | 34,3    | 113,0   | 134,2   | 139,6   | 141,6   | 161,8   |
| 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).

## 4.1. Запасы природного газа

| Страна                 | трлн м³ | Страна                         | трлн м³ | Страна        | трлн м³ |
|------------------------|---------|--------------------------------|---------|---------------|---------|
| США                    | 5,45    | РФ                             | 47,82   | Алжир         | 4,58    |
|                        |         | Азербайджан                    | 1,37    | Нигерия       | 5,23    |
| Канада                 | 1,59    | Казахстан                      | 3,00    | Прочие        | 4,58    |
| Мексика                | 0,41    | Туркменистан                   | 2,90    | Всего Африка  | 14,39   |
| Всего Северная Америка | 7,45    | Узбекистан                     | 1,85    | Китай         | 2,35    |
| Венесуэла              | 4,32    | Прочие                         | 1,11    | Индонезия     | 2,76    |
| Прочие                 | 2,70    | Всего бывш.СССР                | 58,05   | Малайзия      | 2,48    |
| Всего Южная Америка    | 7,02    | Иран                           | 26,74   | Прочие        | 7,25    |
| Нидерланды             | 1,41    | Ирак                           | 3,17    | Всего АТР     | 14,84   |
| Норвегия               | 2,41    | Катар                          | 25,78   | Итого по миру | 179,84  |
| Великобритания         | 0,53    | Саудовская Аравия              | 6,90    |               |         |
| Прочие                 | 1,61    | Прочие                         | 9,54    |               |         |
| Всего Европа           | 5,96    | Всего Ближний и Средний Восток | 92,13   |               |         |

## 4.1. Запасы природного газа

Наиболее обеспеченная запасами газа страна – Россия. На долю России приходится и самые крупные газовые месторождения. Из 15 месторождений-гигантов 9 являются российскими.

| Месторождение           | млрд м <sup>3</sup> | Год НД | Месторождение             | млрд м <sup>3</sup> | Год НД |
|-------------------------|---------------------|--------|---------------------------|---------------------|--------|
| Северное (Катар)        | 10640               | 1971   | Астраханское (Россия)     | 2711                | 1973   |
| Уренгойское (Россия)    | 10200               | 1966   | Гронинген (Голландия)     | 2680                | 1959   |
| Ямбургское (Россия)     | 5242                | 1969   | Хасси Р'Мель (Алжир)      | 2549                | 1956   |
| Бованенковское (Россия) | 4385                | 1971   | Медвежье (Россия)         | 2270                | 1967   |
| Заполярное (Россия)     | 3532                | 1965   | Панхэндл Юготон (США)     | 2039                | 1910   |
| Южный Парс (Иран)       | 2810                | 1991   | Оренбургское (Россия)     | 1898                | 1966   |
| Штокмановское (Россия)  | 2762                | 1988   | Доулетбадское (Туркмения) | 1602                | 1974   |
| Арктическое (Россия)    | 2762                | 1968   |                           |                     |        |

## 4.1. Запасы природного газа

Российская газовая компания Газпром занимает первое место в рейтинге мировых газовых компаний.

| Компания                         | трлн м <sup>3</sup> л | Компания                    | трлн м <sup>3</sup> л |
|----------------------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------|
| ОАО «Газпром» (Россия)           | 33,4                  | «Сонатрак» (Алжир)          | 4,5                   |
| Иранская нац. нефт. компания     | 27,5                  | Нефтяная компания Венесуэлы | 4,2                   |
| Нефтяная компания Катара         | 25,8                  | Иракская нац.нефт.компания  | 3,1                   |
| Нефтяная компания Абу-Даби       | 6,0                   | «Пертамина (Индонезия       | 2,6                   |
| Сауди Арамко (Саудовская Аравия) | 6,0                   | «Петронас» (Малайзия)       | 2,5                   |
| Нефтяная компания Нигерии        | 5,0                   |                             |                       |

## 4.1. Запасы природного газа

- **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.
- Разведанные запасы природного газа, как это следует из табл. 2.4, составляли на 1.1.2006 г. 179,8 трлн м<sup>3</sup>.
- Однако **потенциальные запасы газа** оцениваются гораздо выше. Геологическая служба США в дополнение к разведанными и доказанным мировым запасам газа относит также неоткрытые запасы – 137,5 трлн м<sup>3</sup>, запасы труднодоступных месторождений – 85,2 трлн м<sup>3</sup>, оценивает прирост запасов существующих газовых провинций – 66,7 трлн м<sup>3</sup>. Суммарные потенциальные запасы природного газа (сверх доказанных) геологическая служба США оценивает в **289,4 трлн м<sup>3</sup>**.
- Примерно такую же оценку потенциальных запасов дает главный геолог компании Total Жан Лаэрри (Jean laherrire) – **284 трлн м<sup>3</sup>**.

## 4.1. Запасы природного газа

- Особое место среди трудноизвлекаемых запасов природного газа занимают **газогидратные месторождения**. Залежи газогидратов открыты в России, США, Канаде, Японии, Индии. Несмотря на их колоссальные ресурсы ( $16 \times 10^{12}$  т н.э.), добыча газогидратных залежей до сих пор практически не начата.
- 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 м<sup>3</sup>** 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. Ежегодный отбор из 8 добычных скважин составил 200–400 млн м<sup>3</sup> газа; за 30 лет эксплуатации было добыть около 12 млрд м<sup>3</sup>

## 4.1. Запасы природного газа

- Особое место среди трудноизвлекаемых запасов природного газа занимают **газогидратные месторождения**. Залежи газогидратов открыты в России, США, Канаде, Японии, Индии. Несмотря на их колоссальные ресурсы ( $16 \times 10^{12}$  т н.э.), добыча газогидратных залежей до сих пор практически не начата.
- 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 м<sup>3</sup>** 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 газоконденсатное месторождение**. Месторождение расположено за Северным полярным кругом, на левом берегу Енисея; газом месторождения снабжается г. Норильск. Ежегодный отбор из 8 добычных скважин составил 200–400 млн м<sup>3</sup> газа; за 30 лет эксплуатации было добыть около 12 млрд м<sup>3</sup>

## 4.1. Запасы природного газа

- 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.
- По ориентировочным подсчетам в угольных шахтах мира при добыче угля ежегодно выделяется 26–28 млрд. м<sup>3</sup> метана. Из них около 10–12% выводится на поверхность по трубам изолированно от горных выработок. На шахтах ФРГ, Бельгии и Японии утилизируются свыше 80% каптируемого метана.
- Оценка ресурсов метана в угольных пока не производилась.

## 4.2. 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.

| Северная Америка            | 762,8 | Дания                    | 9,4   | Другие страны             | 8,3    |
|-----------------------------|-------|--------------------------|-------|---------------------------|--------|
| США                         | 542,9 | Венгрия                  | 14,5  | Африка                    | 145,1  |
| Канада                      | 182,8 | Бывш. СССР               | 740,9 | Алжир                     | 82     |
| Мексика                     | 39,1  | РФ                       | 589,1 | АРЕ                       | 26,8   |
| Центральная и Южная Америка | 129,1 | Узбекистан               | 55,8  | Нигерия                   | 20,6   |
| Аргентина                   | 44,9  | Туркмения                | 54,6  | Другие страны             | 8,7    |
| Венесуэла                   | 28,1  | Украина                  | 18,3  | Азия, Австралия и Океания | 323,2  |
| Тринидад и Табаго           | 27,7  | Казахстан                | 18,5  | Индонезия                 | 73,3   |
| Бразилия                    | 11,1  | Азербайджан              | 4,6   | Малайзия                  | 53,9   |
| Боливия                     | 8,5   | Ближний и Средний Восток | 279,9 | Австралия                 | 35,2   |
| Европа                      | 309,4 | Иран                     | 85,5  | КНР                       | 40,8   |
| Великобритания              | 95,9  | Саудовская Аравия        | 64    | Индия                     | 29,4   |
| Нидерланды                  | 68,8  | ОАЭ                      | 45,8  | Пакистан                  | 23,2   |
| Норвегия                    | 78,5  | Катар                    | 39,2  | Таиланд                   | 20,3   |
| ФРГ                         | 16,4  | Оман                     | 17,6  | Бруней                    | 12,1   |
| Италия                      | 13    | Кувейт                   | 9,7   | Бангладеш                 | 34,8   |
| Румыния                     | 13,2  | Бахрейн                  | 9,8   | Всего                     | 2691,6 |

## 4.2. Добыча газа

- 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. м<sup>3</sup> в 2004 г.), Канада (102,0 млрд м<sup>3</sup>), Норвегия (74,9 млрд м<sup>3</sup>), Алжир (60,9 млрд м<sup>3</sup>), Нидерланды (49,2 млрд м<sup>3</sup>), Индонезия (39,6 млрд м<sup>3</sup>), Малайзия (29,3 млрд м<sup>3</sup>).

## 4.2. Добыча газа

- 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.

## 4.2. Добыча природного газа

Наибольшие объемы добычи (с большим отрывом от конкурентов) были у российской компании Газпром.

| Компания                                       | млрд м <sup>3</sup> | Компания                                  | млрд м <sup>3</sup> |
|------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------------------|---------------------|
| Газпром (Россия)                               | 542,8               | Petroleum of Trinidad (Тринидад и Тобаго) | 47,4                |
| Royal Dutch/Shell (Великобритания, Нидерланды) | 91,1                | Chevron Texaco Corp. (США)                | 41,2                |
| British Petroleum plc (Великобритания)         | 88,8                | Conoco Phillips (США)                     | 39,1                |
| Exxon Mobil Corp. (США)                        | 86,2                | ENI (Италия)                              | 33,4                |
| Sonatrach (Алжир)                              | 84,6                | Repsol-YPF SA Испания, Аргентина)         | 31,3                |
| Iranian National Oil Co. (Иран)                | 73,8                | Qatar Petroleum Corp. (Катар)             | 29,5                |
| Saudi Arabian Oil Co. (Саудовская Аравия)      | 55,3                | En Capa Corp. (Канада)                    | 30,8                |
| Petronas (Малайзия)                            | 53,8                |                                           |                     |

## 4.2. Добыча природного газа

- В 2005 г. добыча газа в мире составила 2763 млрд м<sup>3</sup>, 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%).
- 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%).

## 4.2. Добыча природного газа

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%).

| Регионы                                    | 1990 г. | 2000 г. | 2010 г. | 2020 г. | 2020/2000,<br>% 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,<br>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                  |

### 4.3. Потребление природного газа

- 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 м<sup>3</sup> в 2004 г.), Германия – 91,8 млрд м<sup>3</sup>, Япония – 77,0 млрд м<sup>3</sup>, Италия – 67,3 млрд м<sup>3</sup>, Франция – 44,7 млрд м<sup>3</sup>, Ю.Корея – 29,9 млрд м<sup>3</sup>. При этом США и европейские страны импортировали в основном трубопроводный газ, а Япония и Южная Корея – сжиженный природный газ.

### 4.3. Потребление природного газа

- 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 м<sup>3</sup>). 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%.

### 4.3. Потребление природного газа

- 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 2015 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 м<sup>3</sup>, 2015 г. – 3,78 трлн м<sup>3</sup>, 2025 г. – 4,7 трлн м<sup>3</sup>, 2030 г. – 5,3 трлн м<sup>3</sup>. 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%

### 4.3. Потребление природного газа

- Региональные приросты спроса на газ в период 2001–2025 гг. ожидаются в следующих объемах (млрд м<sup>3</sup>): 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 м<sup>3</sup>): США – 289; Германия – 134; Китай – 117; Япония – 108; Италия – 101; Турция – 90; Индия – 60; Испания – 60; Южная Корея – 59.
- Особенно заметным будет прирост спроса на газ в электроэнергетике, прежде всего, в европейских странах, а также в развивающихся странах, обладающих собственными ресурсами газа.

## 4.4. Основные потоки природного газа

| №№<br>п/п | Регионы и страны      | Добыча | Потреб-<br>ление | Разниц<br>а | 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       |                                                                                                                |
|           | Мексика               | 39,1   | 48,2             | -9,1        |                                                                                                                |
| 2         | Южная и Центр.Америка | 129,1  | 117,9            | +11,2       | Сохранение внутрирегионального баланса                                                                         |
|           | в т.ч.                |        |                  |             |                                                                                                                |
|           | Аргентина             | 44,9   | 37,9             | +7,0        |                                                                                                                |
|           | Бразилия              | 11,1   | 18,9             | -7,8        |                                                                                                                |
|           | Венесуэла             | 28,5   | 28,1             | +0,4        |                                                                                                                |
|           | Другие страны         | 44,6   | 33,0             | +11,6       |                                                                                                                |

| №№<br>п\п | Регионы и страны | Добыча | Потреб-<br>ление | Разниц<br>а | Примечание                                                                                                                                                          |
|-----------|------------------|--------|------------------|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 3         | Европа           | 309,4  | 525,6            | -216,2      | Снабжение из России по трубопроводам, из стран Северной Африки и Ближнего Востока по трубопроводу и в виде СПГ, внутрирегиональная перекачка из Норвегии, Голландии |
|           | в т.ч.           |        |                  |             |                                                                                                                                                                     |
|           | Германия         | 16,4   | 83,9             | -69,5       |                                                                                                                                                                     |
|           | Италия           | 13,0   | 73,3             | -60,3       |                                                                                                                                                                     |
|           | Нидерланды       | 68,8   | 43,5             | +25,3       |                                                                                                                                                                     |
|           | Норвегия         | 78,5   | 4,6              | +73,9       |                                                                                                                                                                     |
|           | Великобритания   | 75,9   | 98,0             | -2,1        |                                                                                                                                                                     |
|           | Остальные страны | 36,8   | 220,3            | -183,5      |                                                                                                                                                                     |
| 4         | Бывш.СССР        | 740,9  | 589,6            | +151,3      | Поставки по газопроводам из РФ, Туркмении, Казахстана в европейские страны, Турцию, страны СНГ. Самообеспечение Узбекистана                                         |
|           | в т.ч.           |        |                  |             |                                                                                                                                                                     |
|           | Россия           | 589,1  | 402,1            | +187,0      |                                                                                                                                                                     |
|           | Туркмения        | 54,6   | 15,5             | +39,1       |                                                                                                                                                                     |
|           | Узбекистан       | 55,8   | 49,3             | +6,5        |                                                                                                                                                                     |
|           | Украина          | 18,3   | 70,7             | -52,4       |                                                                                                                                                                     |
|           | Прочие страны    | 23,1   | 52,0             | -28,9       |                                                                                                                                                                     |

## 4.4. Основные потоки природного газа

| №№<br>п/п | Регионы и страны  | Добыча | Потреб-<br>ление | Разниц<br>а | Примечание                                                                                                                    |
|-----------|-------------------|--------|------------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 5         | Ближний Восток    | 279,9  | 242,2            | +37,7       | Внутрирегиональный баланс. Вывоз СПГ в страны ЮВА из Омана, Катара, ОАЭ                                                       |
|           | в т.ч.            |        |                  |             |                                                                                                                               |
|           | 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       |                                                                                                                               |
| 6         | Африка            | 145,1  | 68,6             | +76,5       | Транспорт по трубопроводам в страны южного Средиземноморья, транспорт в виде СПГ в Европу и США, внутрирегиональный транспорт |
|           | в т.ч.            |        |                  |             |                                                                                                                               |
|           | Алжир             | 82,0   | 21,2             | +60,8       |                                                                                                                               |
|           | Египет            | 26,8   | 25,7             | +1,1        |                                                                                                                               |
|           | Нигерия           | 20,6   | 21,7             | +14,6       |                                                                                                                               |
|           | Остальные страны  | 15,7   |                  |             |                                                                                                                               |

## 4.4. Основные потоки природного газа

| №№<br>п/п | Регионы и страны | Добыча | Потреб-<br>ление | Разниц<br>а | Примечание                                                                             |
|-----------|------------------|--------|------------------|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| 7         | Азия, Австралия  | 323,2  | 367,7            | −44,5       | Внутрирегиональный транспорт в виде СПГ; импорт из стран Ближнего Востока, Сев. Африки |
|           | в т.ч.           |        |                  |             |                                                                                        |
|           | Австралия        | 35,2   | 24,5             | +10,7       |                                                                                        |
|           | 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        |                                                                                        |

# Лекция 5

**Сжиженный природный газ –  
новый фактор мирового  
энергетического рынка**

## **Тема 5. Запасы и добыча природного газа**

**5.1. Сжиженный природный газ.**

**5.2. Мировая система СПГ.**

**5.3. Технологическая цепочка  
производства СПГ.**

**5.4. Затраты в технологической цепи СПГ.**

## 5.1. Сжиженный природный газ

- Сжиженный природный газ (СПГ) [liquefied natural gas (LNG)]. 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).
- 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.

## 5.1. Сжиженный природный газ

- 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».
- 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).

## 5.1. Сжиженный природный газ

- 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.
- 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.

## 5.1. Сжиженный природный газ

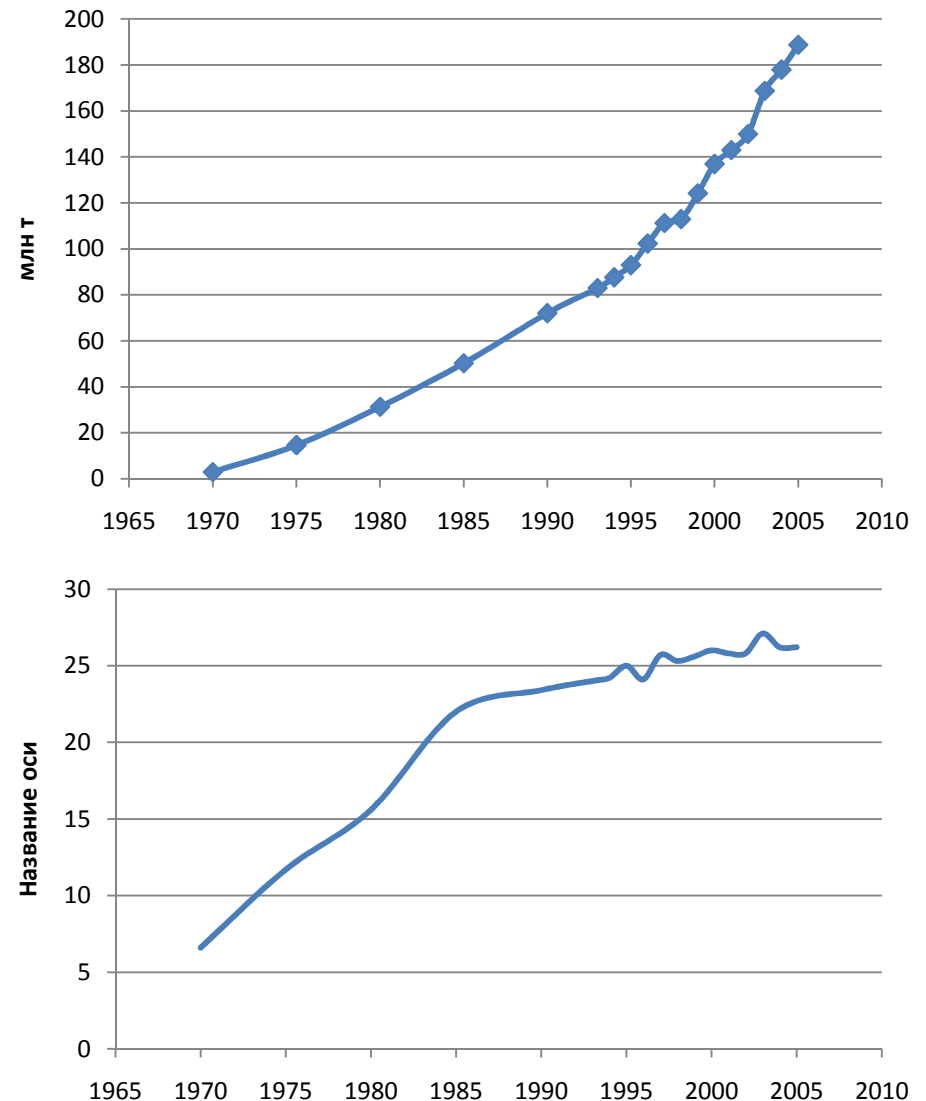
- СПГ используется в периоды резких колебаний спроса, а также в качестве нового перспективного топлива для наземных и морских транспортных средств. Постоянно растет применение СПГ в качестве замены пропано-бутановых газовых смесей в районах, удаленных от магистральных газопроводов. СПГ позволяет эффективно использовать новые модели высокопроизводительных энергетических турбин с комбинированным циклом для выработки тепла и электроэнергии.
- Интерес к СПГ объясняется также острой необходимостью диверсификации источников и форм энергетического снабжения экономик многих стран в условиях возрастающей нестабильности поставок импортной нефти.

## 5.2. Мировая система СПГ

- 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.

## 5.2. Мировая система СПГ

- 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.



## 5.2. Мировая система СПГ

- 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. По мнению этих экспертов шансы для СПГ стать полноценным 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.
- 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.

## 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ

- 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.

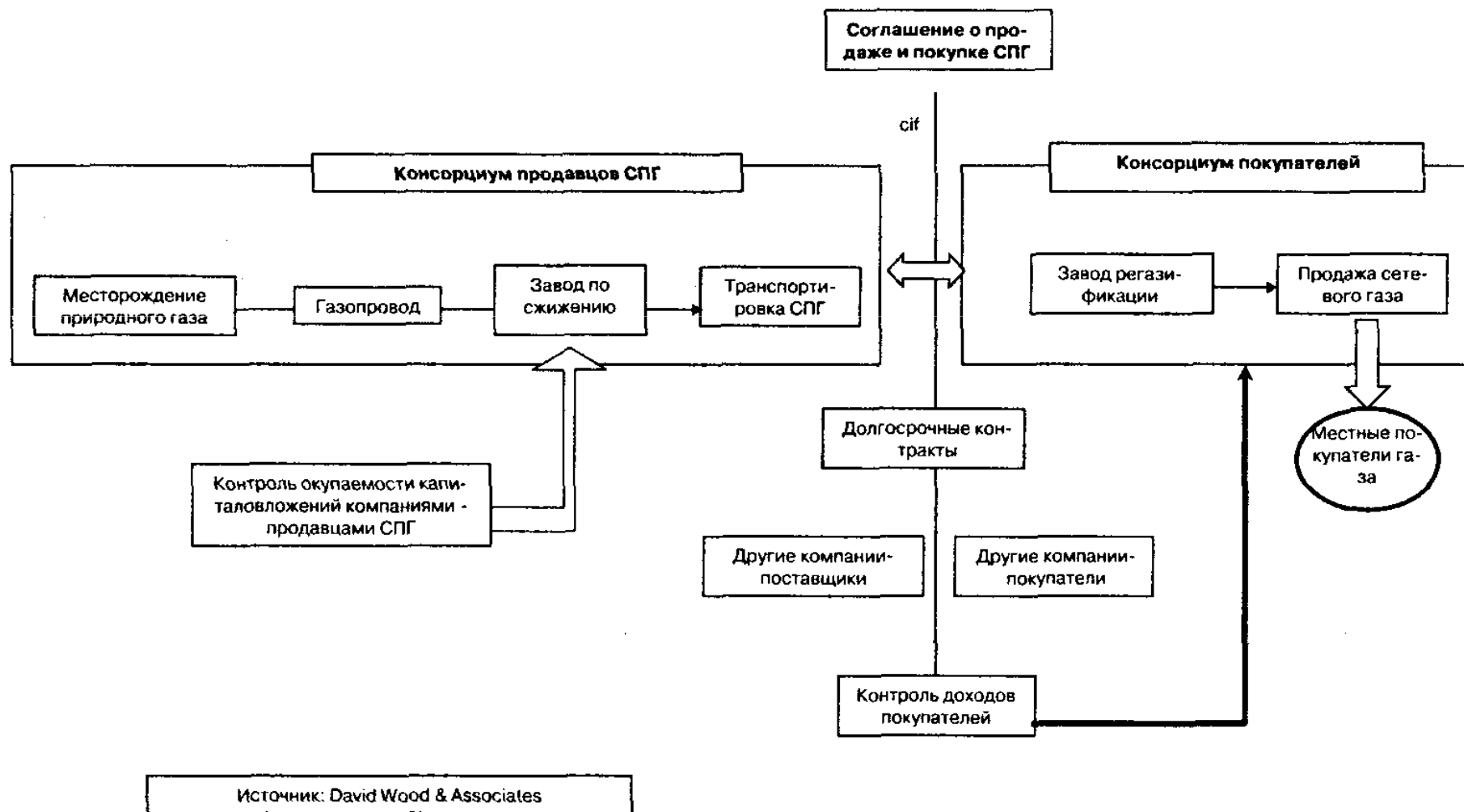
### 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ

- 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.
- 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 м<sup>3</sup> являются минимально достаточными для реализации небольших по размеру проектов СПГ с примерной мощностью 2,5–3 млрд м<sup>3</sup>/год.** Для средних проектов (5 млрд м<sup>3</sup>) запасы должны быть не менее 160 млрд м<sup>3</sup>, а для крупных проектов (7–10 млрд м<sup>3</sup>/год) запасы должны быть порядка 230–325 млрд м<sup>3</sup>.

### 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ

- 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.

## 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ



## 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ

- **Первой ступенью** производства СПГ является **завод по сжижению газа**.
- Поскольку СПГ вырабатывается и хранится при очень низких температурах, к сырью установок сжижения предъявляются жесткие требования: должны отсутствовать примеси, вымерзающие в процессе сжижения.
- Газ очищают от  $\text{CO}_2$  аминными абсорбентами, после чего газ осушают молекулярными ситами. Иногда применяется одновременная очистка от  $\text{CO}_2$  и воды молекулярными ситами, но этот способ применяется в случае, когда содержание  $\text{CO}_2$  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.

### 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ

- Сжижение производится в серии теплообменников (испарителей, холодильных машин), которые обеспечивают последовательное охлаждение, полное сжижение и некоторое переохлаждение.
- 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.
- 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 в настоящее время установок четыре используют процесс APCI.

### 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ

- 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.США на 1 т СПГ.
- 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.
- 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%.

## 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ

- **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 ( $-160^{\circ}\text{C}$ ), 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 м<sup>3</sup>. 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.

### 5.3. Технологическая цепочка производства СПГ

- **Последней 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.

## 5.4. 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%.

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- Принципиальные параметры для определения издержек производства СПГ и их распределения по стадиям переработки и транспортировки таковы: стоимость газа 16,5 долл./тыс. м<sup>3</sup>; норма амортизации – 8%; длительность инвестирования – 4 года; норма использования мощностей – 50% в первый год, 80% во второй, 100% в последующие; срок эксплуатации – 20 лет.

Структура издержек по стадиям производства СПГ

| Стадии                           | долл./тыс. м <sup>3</sup> | %    |
|----------------------------------|---------------------------|------|
| Сжижение, включая стоимость газа | 48,5                      | 54,4 |
| Транспорт                        | 30,7                      | 34,5 |
| Регазификация                    | 9,9                       | 11,1 |
| Всего                            | 89,1                      | 100  |

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- 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. м<sup>3</sup>.
- 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.
- По мере наращивания мощностей издержки производства СПГ снижаются. При этом мощность одной технологической линии в 70-е годы составляла 1,5 млрд м<sup>3</sup>/год, в 80-е годы – 3,0 млрд м<sup>3</sup>/год в 90-е годы – 3,6–4,7 млрд м<sup>3</sup>/год (после реконструкции 5,4–5,8 млрд. м<sup>3</sup>). Мощность одной технологической линии в новых проектах 6,2–7,6 млрд. м<sup>3</sup>/год.

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- **Структура капиталовложений** на предприятиях по производству СПГ такова (%): технологические установки – 38–42; вспомогательные установки – 14–20; хранилища – 11–19; прочие объекты, включая портовые сооружения – 22–25.
- 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%.
- 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.

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- Суммарные капитальные затраты при реализации типичных проектов СПГ

| Элементы системы переработки и транспорта | Мощность                   |                             |
|-------------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
|                                           | 5 млрд м <sup>3</sup> /год | 10 млрд м <sup>3</sup> /год |
| Завод по сжижению                         | 1400–2000                  | 2000–2800                   |
| Метановозы (объем 130000 м <sup>3</sup> ) | 5 по 200–250               | 10 по 200–250               |
| Терминалы и завод по регазификации        | 200–250                    | 350–410                     |
| Всего                                     | 2600–3500                  | 4350–5710                   |

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- 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. 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.

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- Маршруты следования СПГ отличаются расстояниями.  
Обобщение результатов расчетов зависимости стоимости СПГ от мощности завода и расстояния транспортировки приведено в таблице:

| Показатели                       | Мощность по СПГ, млрд м <sup>3</sup> /год |      |      | Расстояние<br>транспортировки<br>СПГ, км |
|----------------------------------|-------------------------------------------|------|------|------------------------------------------|
|                                  | 7,8                                       | 15,6 | 23,4 |                                          |
| Удельные капитальные<br>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                                    |

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- 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.м<sup>3</sup> рентабельность снижается с 22% до 7%.
- Существенное улучшение технико-экономических показателей производства СПГ определяют высокие темпы роста этого сектора энергетического рынка.
- В период 2006–2010 гг. в стадии реализации будут находиться 35 активных проектов СПГ, оцениваемые суммой в 50 млрд долл.

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- Действующие мощности по производству СПГ в мире (на конец 2005 г.)

| Местоположение               | Оператор     | Число техноло-гичес ких линий | Мощнос ть, млрд м <sup>3</sup> /год | Год пуска | Технология |
|------------------------------|--------------|-------------------------------|-------------------------------------|-----------|------------|
| 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                         | Egiptian LNG | 2                             | 9,.9                                | 2005      |            |
| Итого                        |              | 31                            | 59,5                                |           |            |

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- Действующие мощности по производству СПГ в мире (на конец 2005 г.)

| Местоположение     | Оператор     | Число технологических линий | Мощность, млрд м <sup>3</sup> /год | Год пуска | Технология |
|--------------------|--------------|-----------------------------|------------------------------------|-----------|------------|
| 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/D        | 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       |

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- Действующие мощности по производству СПГ в мире (на конец 2005 г.)

| Местоположение | Оператор               | Число технологических линий | Мощность, млрд м <sup>3</sup> /год | Год пуска | Технология |
|----------------|------------------------|-----------------------------|------------------------------------|-----------|------------|
| 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                              |           |            |

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- Действующие мощности по производству СПГ в мире (на конец 2005 г.)

| Местоположение | Оператор       | Число технологических линий | Мощность, млрд м <sup>3</sup> /год | Год пуска  | Технология |
|----------------|----------------|-----------------------------|------------------------------------|------------|------------|
| 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           |                |                             |                                    |            |            |

## 5.4. Затраты в технологической цепи СПГ

- Действующие мощности по производству СПГ в мире (на конец 2005 г.)

| Местоположение    | Оператор     | Число технологических линий | Мощность, млрд м <sup>3</sup> /год | Год пуска  | Технология |
|-------------------|--------------|-----------------------------|------------------------------------|------------|------------|
| 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 по миру     |              | 74                          | 217,4                              |            |            |

# Лекция 6

## Механизм работы товарной биржи

## **Тема 6. Механизм работы товарной биржи**

**6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки**

**6.2 Терминология товарной биржи**

**6.3 Поведение фьючерсных цен**

# 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- Товарные фьючерсные контракты представляют собой юридически действительные и обратимые контракты на поставку сельскохозяйственной продукции, промышленного сырья или финансовых инструментов в будущем. Этим и объясняется их название – *фьючерсы*.
- *Опционы* также являются юридически действительными и обратимыми контрактами, дающими их держателям право (но не обязанность) продать или купить лежащий в основе опциона фьючерсный контракт по оговоренной цене в определенный срок в обмен на однократную уплату премии.
- Фьючерсные и опционные контракты заключаются на фьючерсных и опционных рынках (называемых *биржами*) с помощью брокеров, которые облегчают процессы покупки и продажи контрактов. Товарные фьючерсные и опционные рынки – это централизованные рынки.

# 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- **Товарные фьючерсные рынки** выполняют важную экономическую функцию: они **способствуют перераспределению риска** между различными участниками рынка. Благодаря снижению риска производителей и переработчиков улучшаются условия торговли.
- Участников фьючерсных рынков можно подразделить на *коммерческих* и *некоммерческих* (последних называют также спекулянтами).
- **Коммерческие участники** рынка владеют (либо будут владеть) реальными товарами и используют фьючерсные рынки для снижения риска колебания цены этих товаров (такая операция называется хеджированием).
- **Некоммерческие участники**, или **спекулянты**, заинтересованы в колебаниях цен, так как рассчитывают получить от этого прибыль (такая операция называется спекуляцией). Фьючерсные рынки являются арендой, на которой происходит перераспределение риска между участниками рынка.

# 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- Под **хеджированием** подразумевается любое действие, направленное на снижение риска. Хеджирование на рынке фьючерсных контрактов предпринимают для уменьшения риска колебания цены. В качестве примера можно привести риск нефтеперерабатывающей компании, которая при покупке сырой нефти не знает, какова будет цена бензина через 30 или 60 дней. Другой пример – риск компании, поставляющей топливо своим потребителям по фиксированной цене, которая в момент подписания контракта еще не знает, по какой цене сможет купить это топливо.
- Для уменьшения риска **хеджер** занимает фьючерсную позицию, противоположную той, которую он занимает по наличному товару. Позиция на рынке физически наличествующего товара называется *позицией «спот»* (или «кэш», т.е. *наличной* позицией). Комбинация наличной и фьючерсной позиций позволяет нивелировать колебания цены, и хеджер получает итоговую *нетто-позицию* (чистую позицию), в которой изменения цен уменьшены или устранены. В этом и заключается сущность хеджирования.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- **Спекулянт**, напротив, принимает на себя риск в надежде получить значительную прибыль и обычно не заинтересован во владении реальным товаром. Спекулянт надеется получить прибыль от колебаний цен на энергоносители и другие товары. Для прогнозирования цен и их изменения спекулянты используют разные методы анализа. Они покупают фьючерсы, когда считают, что цены находятся на слишком низком уровне, и продают их, когда полагают, что цены достаточно высоки. Это способствует эффективному формированию цен на товары в будущем и обеспечивает ликвидность всему фьючерсному рынку. Одна из важнейших функций фьючерсных рынков заключается в предоставлении обществу информации о ценах на товары.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- **Фьючерсы** влекут за собой **контрактное обязательство** для обоих партнеров **поставить** или **принять** обозначенный товар. Реальная поставка товара по фьючерсным контрактам возможна всегда.
- Реальная поставка осуществляется относительно редко. Менее 2% от общего числа заключенных фьючерсных контрактов завершаются поставкой наличного товара.
- Основным способом исполнения контрактных обязательств является заключение обратной сделки на фьючерсном рынке. Такая операция называется *офсетной сделкой*.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- **Офсетная сделка** осуществляется, когда держатель фьючерсной позиции занимает другую, противоположную первоначальной, фьючерсную позицию. Поскольку при этом он имеет обязательство как купить, так и продать, биржа производит взаимозачет по этим двум позициям, и тем самым обязательство по поставке или принятию товара считается выполненным. Естественно, участник рынка несет *финансовое обязательство по разнице в ценах двух позиций*.

# 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- **Форвардные контракты.** Сходство форвардного и фьючерсного контрактов состоит в том, что они включают в себя определенный элемент будущего. Форвардные контракты, известные также как наличные форвардные контракты, являются сделками «спот», в которых стороны договорились о поставке и покупке товара в определенное время в будущем на определенных согласованных ими условиях. Каждый форвардный контракт представляет собой индивидуальное юридическое обязательство, и его условия разработаны для конкретной ситуации двух конкретных партнеров. Форвардные контракты, как правило, завершаются поставкой, а их рынок является географически разобщенным. Это прежде всего рынок телефонных сделок, заключаемых между крупными дилерскими компаниями, причем сроки поставки по таким сделкам относительно короткие.
- При форвардных сделках всегда существует элемент неуверенности в том, смогут ли стороны исполнить обязательства, т. е. имеет место *риск неисполнения контракта*.

# 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- В отличие от форвардных, **фьючерсные контракты** полностью стандартизированы. Условия каждого контракта (на природный газ, нефть, бензин и т.д.) на конкретной бирже являются одинаковыми во всем, кроме цены сделки. Фьючерсные контракты представляют собой полностью обратимые обязательства, издержки по таким сделкам весьма малы. Товарная биржа обеспечивает механизм, с помощью которого контракты продаются и покупаются.
- В случае фьючерсов *риск неисполнения контракта* отсутствует поскольку между продавцом и покупателем по каждому фьючерсному контракту стоит биржа. После того как брокеры участников сделки встретились в зале биржи и договорились о цене, все отношения между сторонами прекращаются. Биржа становится продавцом для покупателя и покупателем для продавца, поэтому платежеспособность партнеров по конкретной сделке определяется лишь платежеспособностью соответствующей биржи. На организованных рынках крайне редко можно столкнуться с неисполнением обязательств.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- Положение о совершении реальной поставки или о закрытии контракта денежным платежом является основой для понимания механизма фьючерсного рынка. Фьючерсные контракты заключаются на определенное число месяцев вперед. При заключении такого контракта устанавливаются месяц, в течение которого должна быть осуществлена поставка или уплачены деньги, и вид товара, что выражается, например, в следующем виде: легкая малосернистая нефть, июль.
- По мере приближения даты истечения срока действия контракта его цена приближается к цене данного товара на реальном рынке. Причина заключается в *арбитраже* (*кросстрейдинг*) – обратной торговле между фьючерсным и реальным рынками.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- Если за полтора месяца до истечения срока действия контракта цены по фьючерсам оказываются ниже цен на рынке реального товара, то нефтепереработчики скорее предпочтут совершить закупку по фьючерсным контрактам на следующий месяц и дожидаться поставки или погашения обязательств по оплате контракта, чем приобрести более дорогие «мокрые» баррели.
- Однако чаще профессиональные трейдеры, называемые *арбитражерами*, рассматривают ценовой «спред» (разницу) между физическим и фьючерсным рынками, скорее, не как возможность совершить дешевую покупку, а как путь получения прибыли от торговых операций. Арбитражные операции направлены на уравнивание цен на реальном и фьючерсном (бумажном) рынках по мере приближения истечения срока действия контрактов: говорят, что рынки фьючерсных контрактов и наличного товара в такой ситуации сближаются.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- Большинство фьючерсных контрактов не приводит к реальной поставке нефти. Многие трейдеры гасят свои обязательства по контрактам за счет покупки или продажи *офсетных фьючерсных контрактов*. То есть продавец фьючерсного контракта, не желающий покупать или передавать реальные баррели для погашения своих обязательств по поставке, может просто купить фьючерсный контракт на тот же месяц; обязательства будут взаимно погашены. Очевидно, что состояние рынка на момент окончания срока действия контрактов в значительной мере влияет на принятие подобных решений.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- **Опционы.** После закрепления фьючерсных контрактов на рынке биржи ввели новый тип контрактов, который был призван еще надежнее обеспечить страхование предпринимателей от ценовых рисков, чем это позволяли сделать фьючерсы. Такой тип контрактов называется *опцион*. Это право приобрести или продать базисный актив к определенной дате по установленной цене. Однако он не обязывает владельца опциона претворять свое право в жизнь. Опцион, обеспечивающий право покупки активов, называется опцион «колл», контракт на право продажи – опцион «пут». Продавец опциона обязан купить или продать товар в том случае, если покупатель решит реализовать возможности, закрепленные в данном контракте.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- Стоимость опционов называется *премией за опцион*, а ее размер в отличие от фьючерсов либо согласуется между покупателем и продавцом (в случае сделок, заключающихся вне биржи), либо условия контракта выкрикивают в торговом зале. Цена, по которой происходит покупка или продажа в случае реализации права, заложенного в опционе, называется *базисной ценой* (страйк). Если стоимость активов выше базисной цены на опционы «колл» или ниже цен на опционы «пут», то говорят, что это опцион «при деньгах». Если же цена товара опускается ниже стоимости опционов «колл» или поднимается выше цены опционов «пут», то такой опцион называют «без денег». Очевидно, что реализация опциона «при деньгах» гораздо более вероятна, чем его безденежного аналога.

## 6.1 Фьючерсные и опционные контракты и рынки

- **Опционы обеспечивают более надежное хеджирование**, чем фьючерсные контракты. В рассмотренном ранее примере трейдер продает фьючерсный контракт по цене, которую он надеялся выручить за баррель нефти на момент ее поставки на рынок, и тем самым передает покупателю фьючерса возможность получить дополнительную прибыль в случае, если цены окажутся выше ожидаемых. При этом он совершает сделку, называемую *поднятием ценового потенциала*, для защиты от риска снижения цен.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- ***Короткий и длинный*** . Трейдеры могут поставить людей, не разбирающихся в биржевых операциях, в тупик своим особым жаргоном. В процессе переговоров они постоянно употребляют два слова: *длинный* и *короткий*. Это вовсе не физические описания. Слово «короткий» обычно относится к продавцу, а «длинный» – к покупателю. Трейдеры также нередко говорят о том, чтобы занять короткую или длинную позицию. Для того чтобы занять длинную позицию, трейдер может купить реальную нефть, фьючерсный контракт, продать опционы «пут» или купить опционы «колл». Чтобы занять короткую позицию, трейдер продает реальную нефть или фьючерсный контракт, опционы «колл» или покупает опционы «пут».

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Маржа.** В момент его заключения между участниками сделки не осуществляется никаких денежных расчетов. Все финансовые расчеты на товарных биржах производятся через клиринговую палату. Биржа требует от продавца и покупателя фьючерса внесения депозита и поддержания его уровня в качестве гарантии исполнения контракта. Этот депозит называется *маржей*.
- На фьючерсном рынке маржа служит гарантией исполнения сделки и коренным образом отличается от маржи на фондовом рынке, где она является видом частичного платежа, в котором оставшаяся часть суммы вносится заемными средствами.
- По фьючерсным контрактам существует два вида маржи: *первоначальная* и *поддерживающая*, или *вариационная*.
- **Первоначальная маржа** устанавливается как фиксированная сумма на каждый контракт и обычно составляет 5–10% от стоимости контракта.
- **Вариационная маржа** – это дополнительные денежные средства для пополнения счета участника контракта до уровня первоначальной маржи, если сумма на счете опускается ниже уровня поддерживающей маржи.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Заккрытие позиции.** Товарный фьючерсный контракт, как мы знаем, представляет собой соглашение о поставке товара в будущем. Это юридическое обязательство может быть выполнено двумя способами.
- Первый – **реальная поставка физического товара** (*наличного, или «мокрого»*), товара в случае фьючерсов на энергоносители), которая осуществляется в месте, обозначенном во фьючерсном контракте как пункт поставки. По товарным фьючерсным контрактам поставка происходит менее чем в 2% случаев.
- Другие 98% фьючерсных обязательств исполняются посредством **офсетной (обратной) сделки**. Реальное число поставок меняется от биржи к бирже и от одного контракта к другому

## 6.2 Терминология товарной биржи

- Если трейдер покупает фьючерсные контракты, т.е. имеет *длинную позицию*, офсетная сделка будет заключаться в продаже того же числа фьючерсных контрактов на тот же месяц поставки, по которому был куплен контракт первоначально. Биржа разрешает трейдеру осуществить взаимозачет обеих позиций и таким образом выполнить первоначальное обязательство по принятию поставки. Конечно, на финансовом счете трейдера будет учтена разница в ценах по длинной и короткой позициям.
- Офсетная сделка для держателя *короткой позиции*, т.е. продавца, будет противоположной. Для закрытия своей короткой позиции он должен купить контракт по текущей цене на той же бирже.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- ***Обмен фьючерсных контрактов на наличный товар.*** Обмен фьючерсных контрактов на наличный товар, означает двухстороннее соглашение, предполагающее одновременное исполнение фьючерсной сделки на бирже и наличную рыночную сделку. Каждый такой обмен, следовательно, включает два компонента: *наличный* и *фьючерсный*.
- В наличной части сделки обмен предоставляет участникам рынка свободу в выборе некоторых условий контракта, а именно в выборе партнера, цены, места и времени поставки.
- Во фьючерсной части сделки обмен позволяет участникам рынка получить фьючерсные контракты и установить цены на них посредством частных переговоров.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Брокерские фирмы и брокерские комиссионные.** Лица или компании, желающие торговать фьючерсными контрактами, но не являющиеся членами биржи, должны действовать через посредника – брокерскую фирму. Эти фирмы выступают в роли агентов для своих клиентов и требуют выплаты вознаграждения, или комиссионных, по фьючерсным контрактам, которые они покупают и продают для них. Вознаграждение определяется в процессе переговоров и составляет до 100 дол. за контракт. Комиссионные покрывают «полную сделку», т.е. как покупку, так и последующую продажу (либо продажу и последующую покупку) контракта, и обычно выплачиваются после закрытия контракта.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Приказ по рынку.** Когда трейдер просит брокерскую фирму исполнить сделку, наиболее часто это делается в форме *приказа по рынку*. Как только такой приказ достигнет торгового зала, брокерская фирма обязана совершить сделку по текущей цене. При этом брокер в торговом зале должен получить наилучшую цену, которая возможна, т.е. минимальную цену при исполнении приказа на покупку и максимальную – в случае приказа на продажу.
- Брокерской фирме можно отдать приказ совершить сделку «*в период открытия*» или «*в период закрытия*» торговли; в этом случае брокер в торговом зале постарается исполнить приказ по цене, максимально близкой к цене открытия либо к цене закрытия.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- Иногда трейдер указывает лимитную цену в приказе; такой приказ называется *лимитным*. Это значит, что трейдер хочет купить или продать только по определенной или лучшей цене. В случае лимитного приказа на покупку цена сделки должна быть лимитной или ниже, а в случае приказа на продажу – лимитной или выше. Преимущество такого приказа заключается в том, что трейдер контролирует цену сделки, а недостаток – в том, что трейдер несет риск неисполнения приказа, если брокер не сможет совершить сделку по указанной или лучшей цене.
- «*Стоп-приказ*» – это приказ, вступающий в силу, как только на рынке достигается некая определенная цена, называемая «*стоп-ценой*». С этого момента он становится рыночным приказом и может быть исполнен по цене, указанной в приказе, выше и ниже нее. «Стоп-приказ» на покупку становится рыночным приказом, когда контракт продается по «стоп-цене» или выше нее, а «стоп-приказ» на продажу – когда контракт продается по «стоп-цене» или ниже.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Минимальное колебание цены.** По каждому контракту установлены минимальные и максимальные колебания цены. Минимально возможное изменение цены, которое может произойти в зале биржи, носит название *тик*.
- Например, один тик по контракту на бензин на NYMEX составляет 0,01 цент/гал. (0,0001 дол.); каждый тик означает, что стоимость контракта меняется на 4,20 дол. Это рассчитывается умножением минимального изменения цены – тика (0,0001 дол./гал.) – на единицу контракта (в нашем случае 42 тыс. гал.).
- Минимальное изменение цены на нефть составляет 1 цент/бар., каждый тик увеличивает или уменьшает стоимость контракта на 10 дол. (0,01 дол.  $\times$  1000 бар.).
- Тик в контракте на природный газ равен 0,001 дол. за 1 млн б.т.е., и каждый тик означает изменение стоимости контракта на 10 дол. (0,001 дол.  $\times$  10 млрд б.т.е.).

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Максимальное колебание цены.** Существует также максимальное колебание цены, называемое *дневным лимитом цены*: это наибольшее значение, на которое цена контракта может измениться за один день. Сделки выше или ниже лимитной цены запрещены. Следовательно, если цены на рынке поднимаются к верхнему пределу, торговля может идти до конца торгового дня по этой лимитной цене, но не выше. Когда цена приближается к лимиту, торговля обычно прекращается.
- Дневные лимиты цены устанавливаются относительно итоговой котировки предыдущего дня. Например, первоначальный дневной лимит цены на бирже NYMEX по контракту на нефть для первых двух контрактных месяцев составляет 7,50 дол./бар.

## 6.2 Терминология товарной биржи

### Чтение котировочных таблиц

| Месяц   | Open<br>(цена открытия) | High<br>(высшая цена) | Low<br>(низшая цена) | Settle<br>(итоговая цена) | Change<br>(изменение) | Open Interest<br>(открытая позиция) |
|---------|-------------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------|-------------------------------------|
| Январь  | 13,50                   | 14,10                 | 12,50                | 12,50                     | –0,50                 | 55 тыс.                             |
| Февраль | 13,60                   | 14,50                 | 12,70                | 12,80                     | –0,50                 | 120 тыс.                            |
| Март    | 13,70                   | 14,70                 | 12,90                | 13,00                     | –0,60                 | 35 тыс.                             |
| Апрель  | 13,80                   | 14,80                 | 12,90                | 13,30                     | –0,60                 | 12 тыс.                             |
| Май     | 13,90                   | 14,90                 | 13,30                | 13,50                     | –0,70                 | 8 тыс.                              |

В первой колонке указаны месяцы, по которым может быть заключена сделка. В колонке **«Open»** приведена первая цена торгового дня, в колонке **«High»** – высшая цена данного дня, **«Low»** – низшая цена данного дня. Понятие итоговой цены (**«Settle»**) присуще только фьючерсным рынкам, хотя она примерно соответствует цене закрытия на фондовом рынке. В колонке **«Change»** показана разница между итоговой котировкой данного дня и итоговой котировкой предыдущего торгового дня. В последней колонке **«Open Interest»** указан объем открытой позиции. Под открытой позицией понимается число контрактов, оставшихся не ликвидированными на момент закрытия в предыдущий торговый день по каждому контрактному месяцу.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Базис.** Он означает разницу между ценой фьючерсного контракта и стоимостью соответствующего ему реального товара. Если бы базис оставался на постоянном уровне, жизнь трейдеров стала бы значительно проще. Изменения базиса вводят элемент риска, называемого *базисным риском*, в хеджевые операции, которые заключаются в синхронной покупке реального товара и продаже бумажного по условиям фьючерсного или форвардного контракта.
- Трейдеры часто оперируют базисами вместо абсолютных цен. Точно так же при установлении цены на разные сорта нефти в виде ценовых дифференциалов по отношению к базисному сорту они рассчитывают среднюю стоимость реальной нефти в виде отклонения от котировок фьючерсных контрактов. Если базисам уделяется должное внимание, трейдеры могут получать доход независимо от того, каковы цены на реальную нефть на момент заключения ими сделок, так как выгодной может оказаться сама текущая тенденция изменения базиса.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Объемы сделок и открытые позиции** . Публикуемые отчеты содержат данные по числу сделок и открытых позиций по фьючерсам и опционам. Объем – это общее число сделок, осуществленных в подотчетный период. Открытые позиции представляют собой суммарное число действующих контрактов, которые подразумевают поставки или оплату, если только не будут ликвидированы за счет заключения офсетных сделок до даты истечения срока действия контракта.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Спред.** Трейдеры на каждой бирже стараются получить максимальную прибыль, которая создается различными *спредами*. Типичный спред – это разница между фьючерсной ценой на нефть и ценой на один или несколько нефтепродуктов. Так называемые *бумажные переработчики* могут получать прибыль, примерно соответствующую доходам от переработки на рынке реального товара, за счет заключения ряда фьючерсных контрактов в объемах, пропорциональных обобщенной структуре выхода нефтепродуктов. При осуществлении спреда «нефть–нефтепродукты», как в описанном случае, заключаются контракты на эквивалентные объемы нефти и соответствующих нефтепродуктов. На NYMEX стандартным пакетом соглашений является спред «нефть–нефтепродукты 3:2:1», где 3 барр. сырой нефти соответствуют 2 барр. бензина и 1 барр. мазута.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- Существует также значительное число других видов спредов. Один из наиболее распространенных – это **«межрыночный» спред**, при осуществлении которого трейдер покупает и продает фьючерсные контракты на один и тот же товар при определенной разнице в цене, но в различные месяцы.
- Другой формой данного вида спреда является сделка, в которой трейдер **«trades across the barrel»**, то есть осуществляет покупку и продажу контрактов на различные энергоносители в один и более месяцев с определенным ценовым дифференциалом.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Контанго и бэквардейшн** . Соотношение между ценой на тот или иной товар по условиям форвардных или фьючерсных контрактов и ценой на тот же товар, но с немедленной (экстренной) поставкой, которая называется *промптовой ценой*, может многое сказать о состоянии рынка.
- Когда фьючерсные и форвардные цены превышают цены сделок «спот», говорят о *контанго*. Ситуация на рынке, при которой цены сделок с немедленной поставкой оказываются выше фьючерсных цен, называется *бэквардейшн*.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Волатильность.** В контексте рынка фьючерсов и опционов часто рассматривается их *волатильность*. Рабочее, ненаучное определение данного термина – это относительная подверженность рынка различного рода изменениям. Специалисты измеряют волатильность посредством ранжирования цен прошедшего периода и определения их среднего отклонения от медианы (среднего значения цены по зарегистрированным сделкам).
- Существует два основных типа волатильности: *ретроспективная* – отражает колебания цен в прошлом; *перспективная* – показатель ожидаемых ценовых изменений. Волатильность играет важную роль при определении премии за опционы. Стоимость опционов обычно меняется одновременно с показателем рыночной волатильности: чем он больше, тем выше поднимаются премии за опционы. Таким образом, рынок опционов может служить индикатором уровня волатильности на рынке.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Свопы** . Нефте- и газодобывающие компании иногда используют финансовый инструмент, называемый *своп*, для того чтобы захеджировать (застраховать) свое будущее производство. Он подразумевает совершение внебиржевой сделки с перераспределением потока денежных средств между сторонами (контрагент), заключающими договор, на основании согласованных фиксированных и переменных составляющих цены.
- Нефтедобывающая компания заключает своп *в целях страхования своего бизнеса от неожиданного понижения цен*. Хеджирование – это фиксирование части цены контракта. Противоположная сторона, в качестве которой обычно выступает трейдинговая компания, заключает договор на этих условиях в надежде получить прибыль, если цена в будущем окажется выше того фиксированного уровня, который обозначен в контракте.

## 6.2 Терминология товарной биржи

- **Производные финансовые инструменты** . Свопы, фьючерсы и опционы принадлежат к группе финансовых инструментов, которые называют дериватами, *или производными*. Эта группа объединяет все торговые соглашения, которые в той или иной степени замещают собой реальный товар. Производные финансовые инструменты постоянно развиваются и видоизменяются, что неизбежно при поиске инвесторами новых путей управления рисками и источников торговых доходов.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- Хеджирование и спекуляция на рынке товарных фьючерсов определяются двумя важными принципами формирования фьючерсных цен – *параллельностью и конвергенцией*. Оба этих принципа связаны с соотношением наличных и фьючерсных цен.
- **Параллельность** обусловлена тем, что и на наличные цены, и на цены товара с поставкой в будущем воздействуют одни и те же факторы. Другими словами, между наличными и фьючерсными ценами существует тесная корреляция. Спекулянты на товарных биржах и на наличном рынке имеют доступ к одной и той же информации, которая эффективно отражается на фьючерсных ценах. Кроме того, поскольку физические товары можно складировать, всегда существует возможность хранения товара с последующей его поставкой в будущем.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

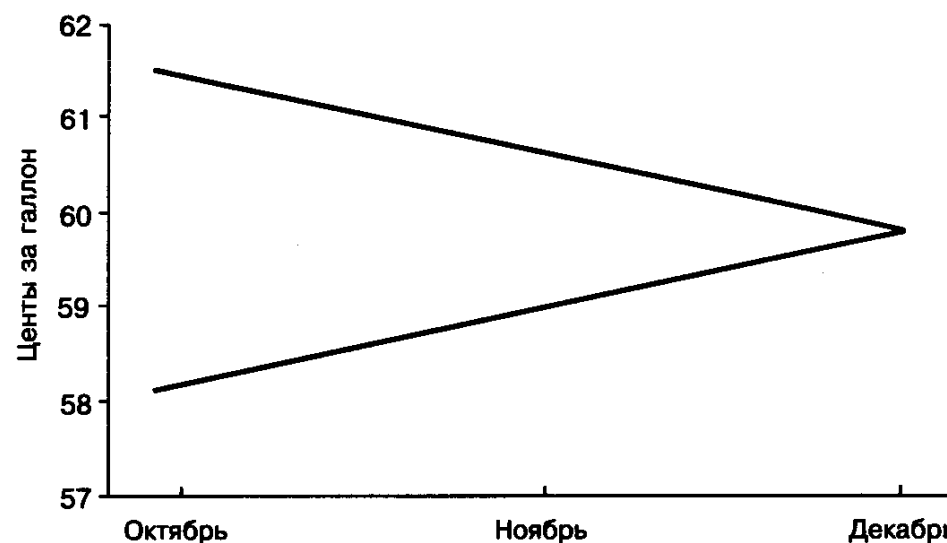
- Именно принцип параллельности наличных и фьючерсных цен обеспечивает эффективность операции хеджирования. Базовое определение хеджирования предполагает, что *хеджер занимает на фьючерсном рынке позицию, финансово противоположную его позиции на наличном рынке.* Поскольку наличные и фьючерсные цены имеют тенденцию изменяться одновременно, прибыль и убытки на наличном рынке будут компенсированы соответственно убытками и прибылью на фьючерсном рынке.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- Вторым принципом формирования фьючерсных цен является **конвергенция**. Наличная и фьючерсная цены будут практически совпадать, или конвергировать, в конце срока фьючерсного контракта. Когда фьючерсный контракт приближается к завершению, он становится почти эквивалентом наличного товара, поскольку это контракт на поставку реального товара. В момент истечения срока владение фьючерсным контрактом практически эквивалентно владению контрактом на немедленную поставку реального товара. Соответственно, он должен иметь такую же цену, что и наличный товар, т.е. фьючерсная цена должна совпасть с наличной.
- Именно тесная взаимосвязь наличных и фьючерсных цен, т.е. параллельность и конвергенция, позволяет некоммерческим участникам рынка использовать фьючерсные рынки для спекуляции на изменении наличных цен. Поскольку фьючерсные цены связаны с наличными ценами в будущем, спекулянт, способный предсказать изменения в стоимости наличного товара, может за счет «рычагового» эффекта фьючерсного контракта получать прибыль от своего прогноза. Конечно, если прогноз неверен, «рычаговый» эффект сработает в обратном направлении.

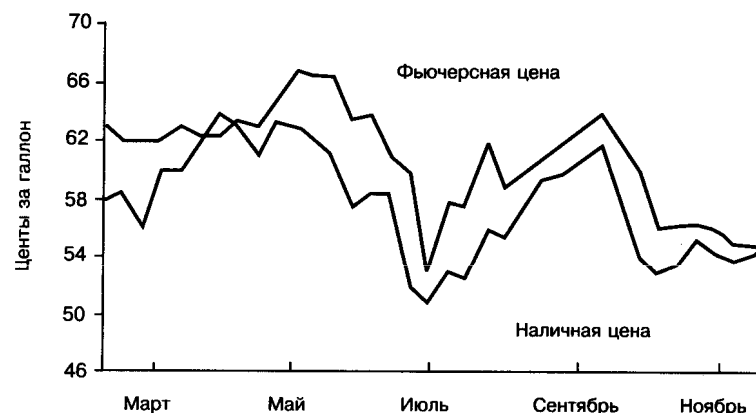
## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- Тенденция наличных и фьючерсных цен к конвергенции также проиллюстрирована на рисунке. В условиях рынка накладных расходов базис хранения теоретически сужается на одинаковую величину, равную расходам на хранение одного галлона в единицу времени.



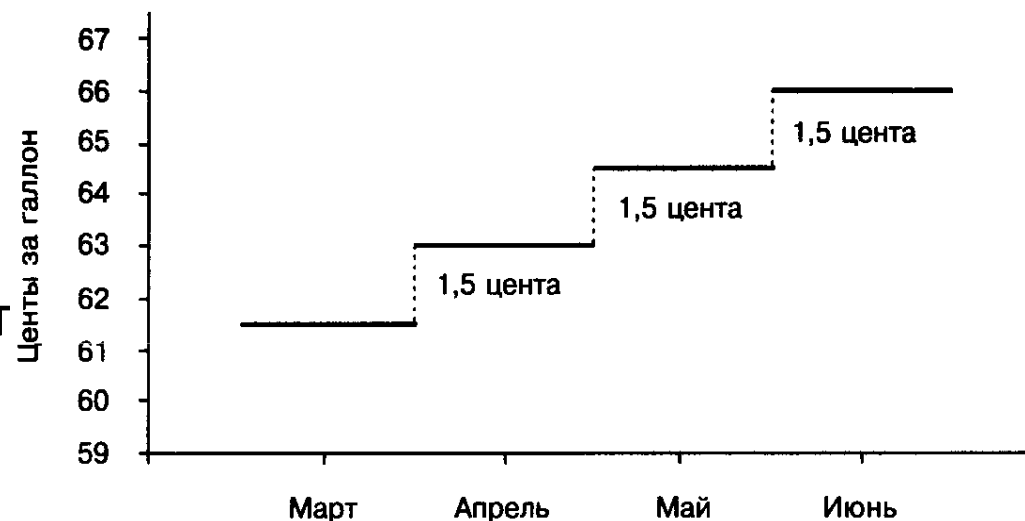
## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- Обычно между наличными и фьючерсными ценами существует определенная разница. При этом говорят, что фьючерсные цены идут «с **премией**» к наличным ценам.
- В некоторых случаях наличные цены могут быть выше фьючерсных, и тогда говорят, что фьючерсные цены идут «с **дисконтом**» к наличным ценам. Такая ситуация может возникнуть в период нехватки наличного товара, например холодной зимой, когда производство печного топлива не поспевает за спросом.



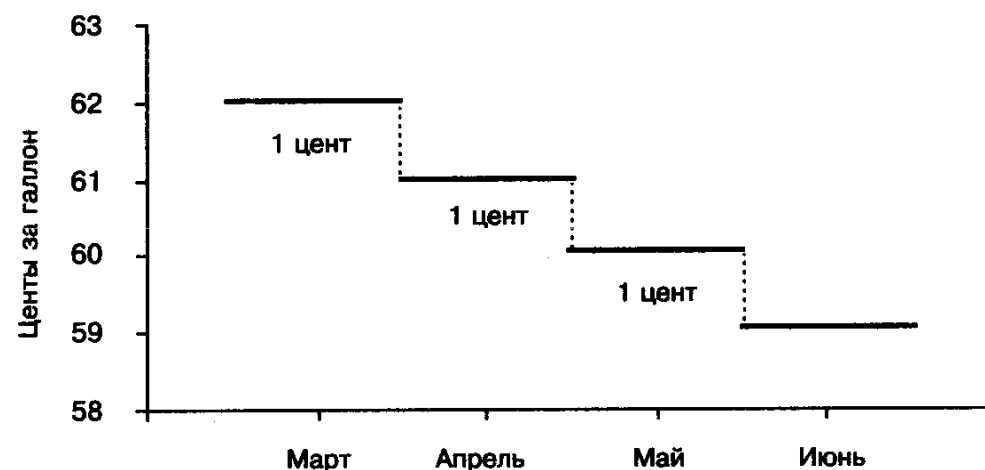
## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- **Рынок накладных расходов.** Структура фьючерсных цен отражает стоимость хранения наличного товара на складе. Эти издержки хранения включают следующие расходы: по хранению, по страхованию и на выплату процентов по ссуде на приобретение запасов.



## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- **Перевернутый рынок** . Для фьючерсных рынков энергоносителей ситуация, когда наличные цены выше фьючерсных, не является необычной. Это случается в период пикового спроса, и такой рынок называется *перевернутым* (или *бэквардейшн*). Структура перевернутого фьючерсного рынка представлена на рисунке. Рисунок напоминает ступени, идущие вниз. Чем дальше в будущем срок контракта, тем больше дисконт по нему

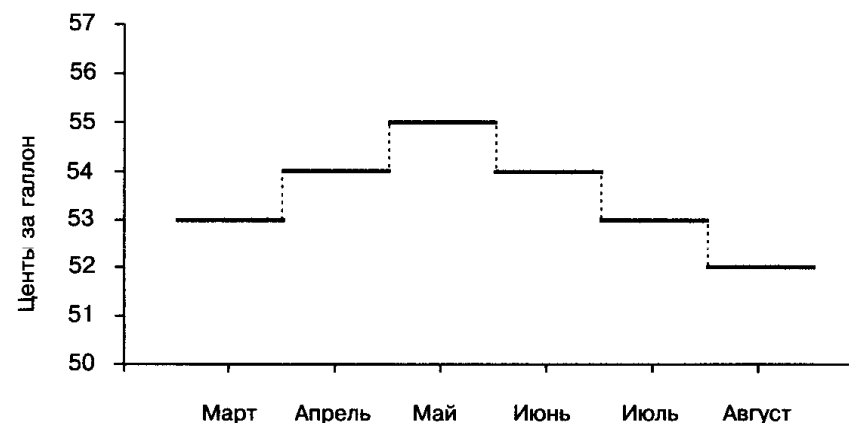


## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- Причиной перевернутого рынка является дефицит предложения относительно спроса на наличном рынке. Низкий уровень предложения или высокий спрос вызывает повышение наличных цен. Это стимулирует продажу наличного товара, а не хранение и поставку его в будущем. Высокая наличная цена говорит о том, что немедленная продажа принесет премию, и тем самым помогает выводу товаров из хранилищ. Фьючерсный рынок, демонстрируя низкие цены на товары в будущем, не способствует хранению товаров.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- Модель нефтяных фьючерсных цен – это обычно рынок накладных расходов для контрактов первых месяцев сезона и перевернутый рынок для конца сезона. Для иллюстрации колебания фьючерсных цен можно использовать представленную на рисунке модель фьючерсного контракта на бензин. Здесь рынок в ранние месяцы сезона является рынком накладных расходов, но в поздние месяцы, когда ожидается, что бензин будет в дефиците, становится перевернутым. Такая модель возникает перед началом пикового спроса, когда фьючерсный рынок предвидит дефицит на наличном рынке.



## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- **Арбитраж** . На соотношение цен наличного и фьючерсного рынков во многом оказывают воздействие арбитражные операции участников рынка.
- **Арбитраж на наличном рынке** представляет собой безрисковую операцию, которая позволяет трейдеру *получить прибыль от разницы цен на один товар на разных рынках*. Обычно рынки географически разделены. Общее понятие наличного арбитража заключается в том, что трейдер покупает товары там, где они предельно дешевы, и одновременно продает их там, где они дороже. На наличных рынках возможность арбитража возникает, когда разница цен на двух рынках выше, чем расходы на перевозку товара между этими двумя рынками.
- Извлекая прибыль из арбитражных возможностей, *спекулянты (арбитражеры) устраняют разницу в ценах*, а тем самым и возможность арбитражных операций на обоих рынках.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

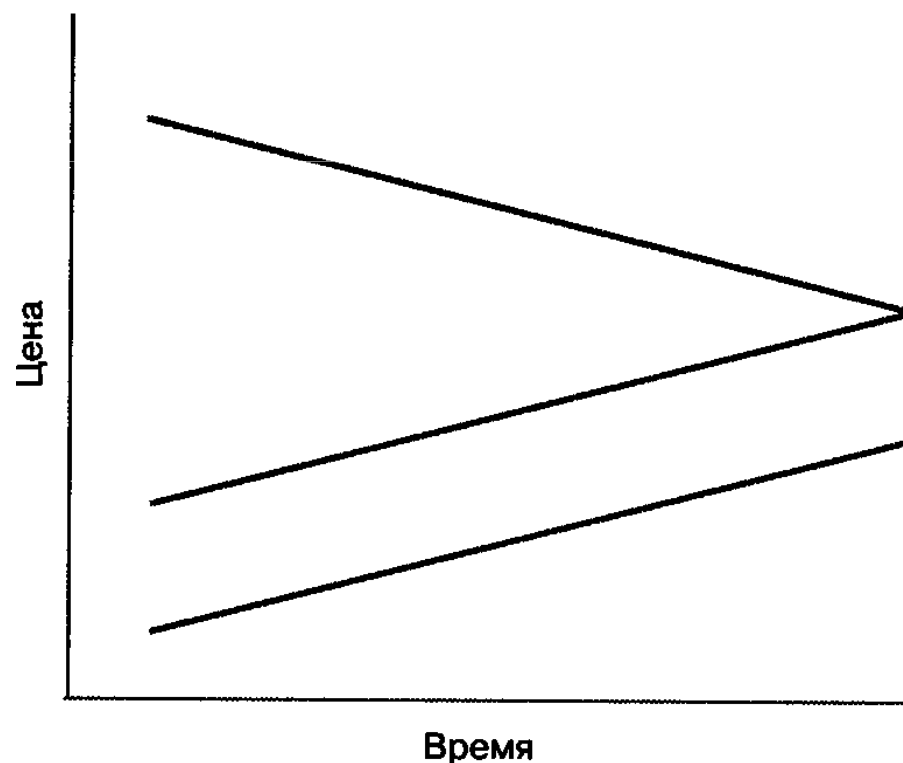
- **Арбитраж «наличные–фьючерс».** Сумма, на которую фьючерсные цены могут превышать наличные, ограничивается арбитражными операциями. *Если фьючерсные цены поднимаются над наличными на величину, большую, чем накладные расходы,* то у спекулянтов появляется возможность *арбитража между наличным и фьючерсным рынками.* Они будут покупать наличный товар и одновременно продавать фьючерсные контракты, а затем хранить наличный товар и поставлять его по фьючерсной позиции. Поскольку фьючерсная цена будет выше наличной на сумму, превышающую накладные расходы, спекулянты получают прибыль.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- ***Местный базис.*** Различие между наличными ценами в разных местах страны связано с транспортными издержками, сложившимися потоками товаров и ситуацией спроса и предложения на каждом локальном рынке. Возможность арбитража обеспечивает поддержание стабильного соотношения цен на разных локальных рынках. Так, за исключением периода пикового спроса, никто не найдет печное топливо или бензин в продаже по существенно различающимся ценам в разных местах.
- Поскольку в разных районах страны существуют различные наличные цены, для каждого места имеется свой единственный базис. Разница между наличной ценой в пункте поставки и наличной ценой на местном рынке называется *местным*, или *транспортным*, базисом.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- Базис в любом месте можно определить как сумму базиса хранения и местного базиса:
- *Базис = Базис хранения + Местный базис.*



## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- **Товарный базис.** Разница между фьючерсными ценами и ценами близкого наличного товара называется *товарным базисом*. Цены керосина коррелируют с ценами печного топлива. Следовательно, торговец керосином может использовать фьючерсные цены печного топлива для хеджирования своего ценового риска. Авиакомпании хеджируют издержки на авиационное топливо за счет комбинации фьючерсов на печное топливо и бензин.
- Динамика цен на мазут в определенные месяцы имеет одинаковую модель с ценами на печное топливо, а в другие месяцы – с ценами на нефть. Следовательно, потребитель мазута, рассчитав товарный риск, может успешно хеджировать свой ценовой риск.
- Таким образом, цены других нефтепродуктов можно хеджировать, используя фьючерсные рынки, на которых существует постоянный товарный базис.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- **Базис и хеджирование** . Существует очень тесная связь между базисом и эффективностью хеджирования. Если при резком колебании цен базис не меняется, то каждое колебание наличных цен оказывается сбалансировано примерно равным изменением фьючерсных цен; таким образом, хеджер эффективно защищен от ценового риска. Систематические изменения в базисе, связанные с издержками хранения, приведут к соответствующим систематическим прибылям и убыткам хеджеров. Уменьшение базиса хранения может обернуться прибылью или убытком хеджера в зависимости от того, короткую или длинную позицию он занимает на наличном рынке и являются ли фьючерсные рынки нормальными или перевернутыми в момент начала хеджа.

## 6.3 Поведение фьючерсных цен

- **Изменения базиса.** Изменения базиса можно разделить на два компонента: систематические и несистематические.
- **Систематические изменения базиса** вызываются снижением накладных расходов во времени. По мере того как приближается срок истечения фьючерсного контракта, издержки хранения запасов снижаются. На рынке с полными накладными расходами наличные и фьючерсные цены будут постоянно сближаться на величину, примерно равную накладным расходам в единицу времени.
- **Несистематические изменения базиса** по своей природе являются беспорядочными и непредсказуемыми. Они бывают как небольшими, так и крупными и связаны с различными изменениями в наличных и фьючерсных ценах. Наиболее реалистичная картина – тенденция наличных и фьючерсных цен к повышению во времени, при этом разница между двумя ценами (т.е. базис) должна сужаться более или менее постоянными темпами, но со случайными отклонениями.