

Современные технологии

Образовательная программа
«Химическая технология подготовки и переработки нефти и газа»

Природный газ и газовая отрасль. Основные понятия
Лекция 2

emyu@tpu.ru

<https://portal.tpu.ru/SHARED/e/EMYU/>

Лектор – к.т.н., доцент ОХИ Юрьев Е.М.

25.09.2023 г.

Идеальный газ vs Реальный газ

Идеальный газ	Реальный газ
Объем молекул незначителен по сравнению с общим объемом газа;	При повышении давления повышается плотность → объемом молекул относительно объема газа нельзя пренебрегать!!!
Между молекулами газа (а также между молекулами газа и стенками сосуда) нет сил притяжения и отталкивания;	Гравитационные силы (в т.ч. и Ван-дер-Ваальсовы) имеют место быть всегда → чем чаще молекулы сталкиваются, тем выше вклад этих сил!!!
...	...
Уравнение состояния идеального газа $pV = nRT$	Уравнение состояния реального газа $pV = znRT$ Коэффициент сжимаемости $z = f(p, V)$
Для большинства газовых смесей уравнение состояния идеального газа справедливо до давления около 400 кПа. Легкие газы, например, метан, демонстрируют идеальное газовое поведение при более высоких давлениях, чем более тяжелые газы: пропан, бутан и др.	
Должны применяться при невысоких давлениях и средних температурах	Должны применяться при высоких давлениях и низких температурах, т.е. вблизи точки конденсации

Мольный объем реального газа: $V_m = \frac{V}{n} = \frac{zRT}{p}$ Плотность реального газа: $\rho = \frac{m}{V} = \frac{p \cdot M}{z \cdot R \cdot T}$

Критические параметры

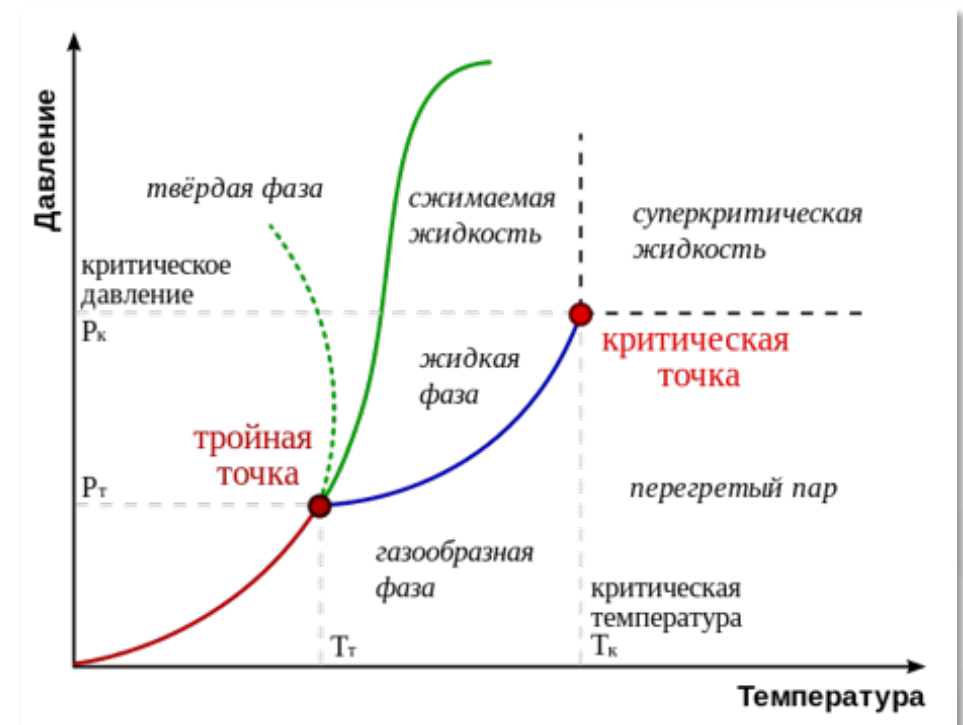
Критические параметры: давление и температура (T_c , p_c) в критической точке (т.е. когда исчезает различие в свойствах жидкой и газообразной фаз вещества).

Для понимания:

- При температурах выше критической, вещество не может быть сжижено ни при каком сколь угодно большом давлении;
- При давлениях выше критического, жидкость и газ не могут сосуществовать, независимо от величины температуры;

Псевдокритические параметры = «критические» параметры смесей:

- они не имеют физического смысла, т.к. в псевдокритической точке свойства жидкой и газовой фаз не будут идентичными, если речь идет о смеси, а не о чистых компонентах;
- играют важную роль при приближенном расчете свойств газовых смесей;



Свойства газов (справочная информация)

$101325 \text{ Па}, 0 \text{ }^\circ\text{C}$	Молекулярная масса	Кэфф. сжимаемости	Мольный объем, л/моль	Плотность реального газа, кг/м^3	Отн. плотность реального газа	Критическая температура, К	Крит. давление, атм	Температура кипения при 1 атм, $^\circ\text{C}$
СО	28,01	0,999	22,398	1,250	0,967	126,2	34,0	-191,51
Водород	2,016	1,0	22,425	0,089	0,069	32,98	12,9	-252,75
Метан	16,043	0,997	22,360	0,715	0,554	190,56	45,9	-161,49
Этан	30,07	0,99	22,190	1,355	1,048	305,33	48,7	-88,6
Пропан	44,097	0,978	21,941	2,009	1,554	369,85	42,5	-42,08
Н-Бутан	58,123	0,957	21,455	2,709	2,095	425,16	38,0	-0,51
Изобутан	58,123	0,958	21,473	2,706	2,093	407,85	36,4	-11,79
Н-Пентан	72,15	0,918	20,576	3,506	2,712	469,71	33,7	36,07
Азот	28,013	0,999	22,403	1,250	0,967	132,92	35,0	-195,81
Гелий	4,003	0,999	22,408	0,178	0,138	5,19	2,3	-268,93
СО₂	44,010	0,993	22,264	1,976	1,528	304,21	73,8	-78,48
О₂	31,999	0,999	22,392	1,429	1,105	154,58	50,4	-182,96
Н₂S	34,082	0,990	22,190	1,535	1,187	373,53	90,0	-60,27
Н₂O (ж)	18,015	0,930	20,845	0,864	0,668	647,14	220,6	100,00
Воздух	28,961	0,999	22,403	1,292	1	-	-	-

Показатель (2020 г.)	Объем, трлн. м ³	Млрд. т нефтяного эквивалента (41,868 ГДж)
Мировые запасы	188,1	
в т.ч. Россия	37,4	
США	12,6	
Мировая добыча (в год)	3,8537	3,3135
в т.ч. Россия (только ПГ)	0,6385	0,5491
Россия (ПНГ)	0,0833	-
США	0,9146	0,7865
Потребление природного газа (в год)	3,8228	3,2870
Россия	0,4114	0,3537
США	0,8320	0,7153

Крупнейшие газовые месторождения

Государство	Месторождение	Год открытия	Запасы, трлн. м ³	Регион
Катар / Иран	Северное/Южный Парс	1991	35	Персидский залив
Туркмения	Галкыныш (Южный Иолотань)	2006	2,8	Мургаб
Россия	Уренгой	1966	6,3	Западная Сибирь
США	Хейнсвилль		7	Мид Континент
Россия	Ямбургское	1969	3,9	Западная Сибирь
Россия	Бованенковское	1971	4,9	Ямал и Карское море
США	Маркеллус		4,4	Предаппалачский
Россия	Штокмановское	1988	3,9	Баренцево море
Россия	Астраханское, Центрально-Астраханское	1976	3,8	Прикаспийская впадина
КНР	Дачжоу	2008	3,8	Сычуань
Россия	Заполярное	1965	3,3	Западная Сибирь
Россия	Ленинградское	1992	3	Карское море
Россия	Русановское	1992	3	Карское море
США	Пойнт Томсон	1965	3	Аляска

- Россия располагает самым большим количеством в мире крупнейших газовых месторождений.
- По объемам добычи Россия занимает второе место в мире. Запасы природного газа - 40 трлн м³.
- Разведанность неосвоенных сырьевых ресурсов — 24,6%.
- Несколько сот месторождений с запасами менее 10 млрд. м³, значительная часть из которых расположена в европейской части России, не вовлечены в промышленную разработку из-за отсутствия рентабельных способов транспортировки или технологий переработки их углеводородных ресурсов.
- В Тюменской, Томской, Новосибирской областях, Краснодарском крае расположено более 70 газовых и газоконденсатных месторождений.

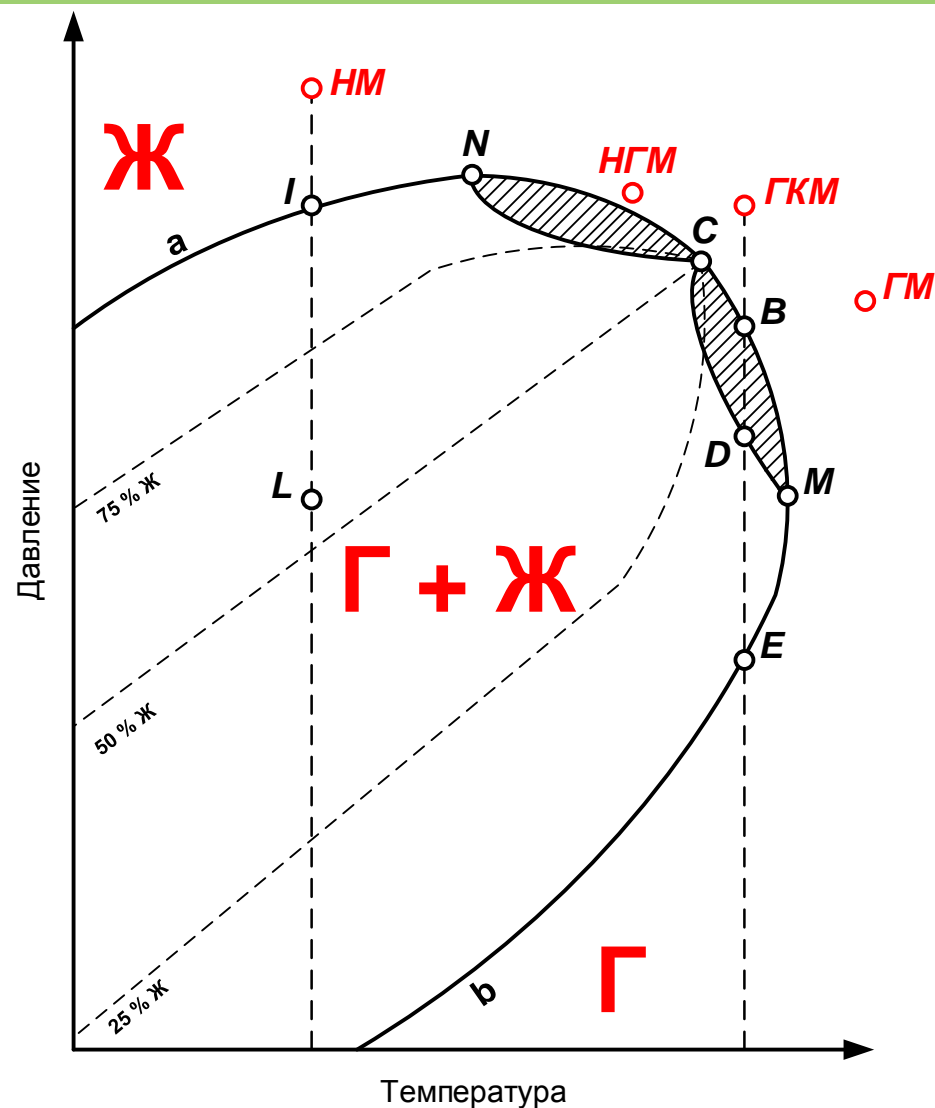
Название месторождений	Регион
Супергиганты (более 5 трлн. м³):	
Уренгойское	Западная Сибирь
Ямбургское	Западная Сибирь
Оренбургское	Волго-Уральский район
Заполярье	Западная Сибирь
Астраханское	дельта Волги
Бованенковское	п-в Ямал
Штокмановское	Баренцево море
Ковыктинское	Восточная Сибирь
Новопортовское	п-в Ямал
Харасавэйское	п-в Ямал
Арктическое	Арктика
Гиганты (1-5 трлн. м³):	
Вуктыльское	Тимано-Печорская провинция
Медвежье	Западная Сибирь
Вынгапурское	Западная Сибирь
Надымское	Западная Сибирь
Ямсовейское	Западная Сибирь
Комсомольское	Западная Сибирь
Русановское	Западная Сибирь
Харампурское	Западная Сибирь
Крузенштернское	п-в Ямал
Среднее	Западная Сибирь

Свойства газового конденсата

Газы газоконденсатных месторождений отличаются от газов обычных газовых месторождений тем, что метану в них сопутствуют большие количества гомологов C_{5+} .

Эти углеводороды при снижении давления на выходе газа конденсируются, образуя жидкую фазу (т.н. ретроградная конденсация). Образование таких месторождений связывается с обратной растворимостью нефти в газах под высоким давлением в глубинных пластах.

Состав газов газоконденсатных месторождений после отделения конденсата близок к составу природного газа.



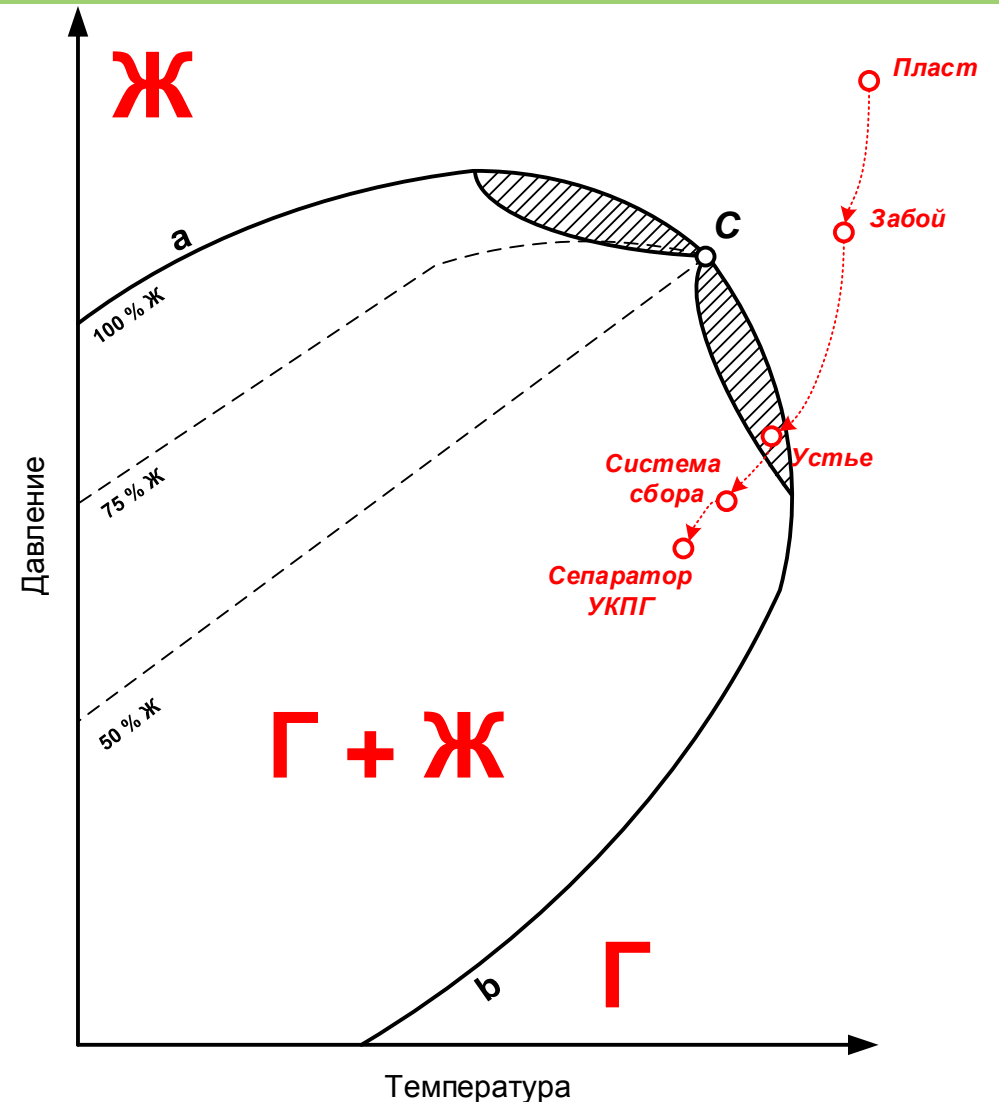
Свойства газового конденсата

Температура точки росы (точка росы) – это температура при данном давлении, при которой пары жидкости приходят в состояние насыщения, т.е. это наивысшая температура, при которой при данном давлении и составе газа могут конденсироваться капли жидкости. Точка росы по углеводородам характеризует конденсацию УВ из газа.

Зачастую регламентируется, чтобы точка росы по УВ выполнялась при любом давлении в системе транспорта горючего газа.

Поскольку самая высокая температура точки росы будет при давлении *крикондентерма*, этот показатель часто считается характеристикой *крикондентерма* для газа данного состава.

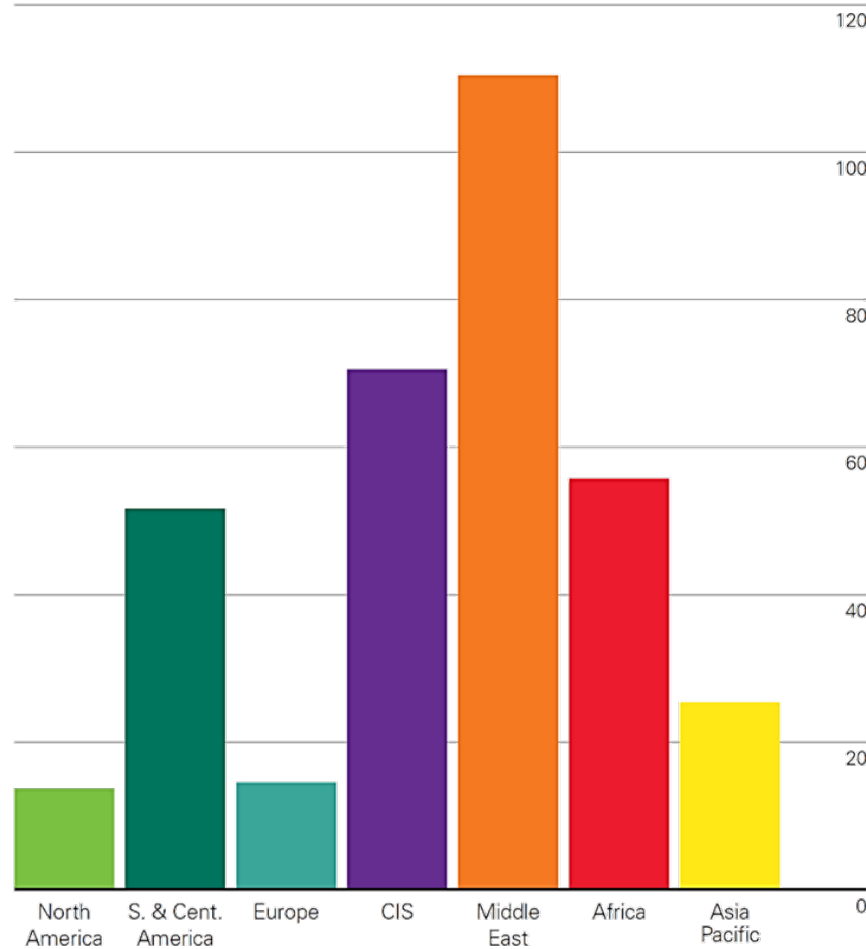
Иногда в зарубежных материалах указывается допустимое содержание жидких углеводородов, например, 15 мг/нм^3 при определенной температуре и давлении.



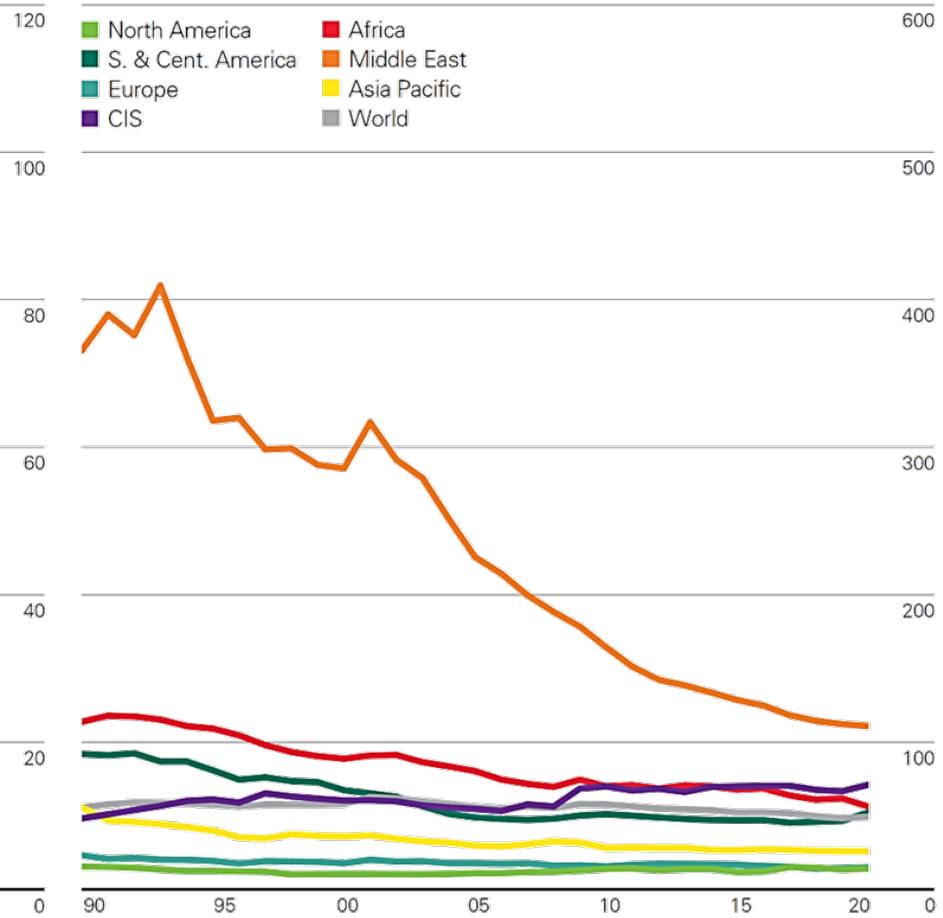
Reserves-to-production (R/P) ratios

Years

2020 by region



History

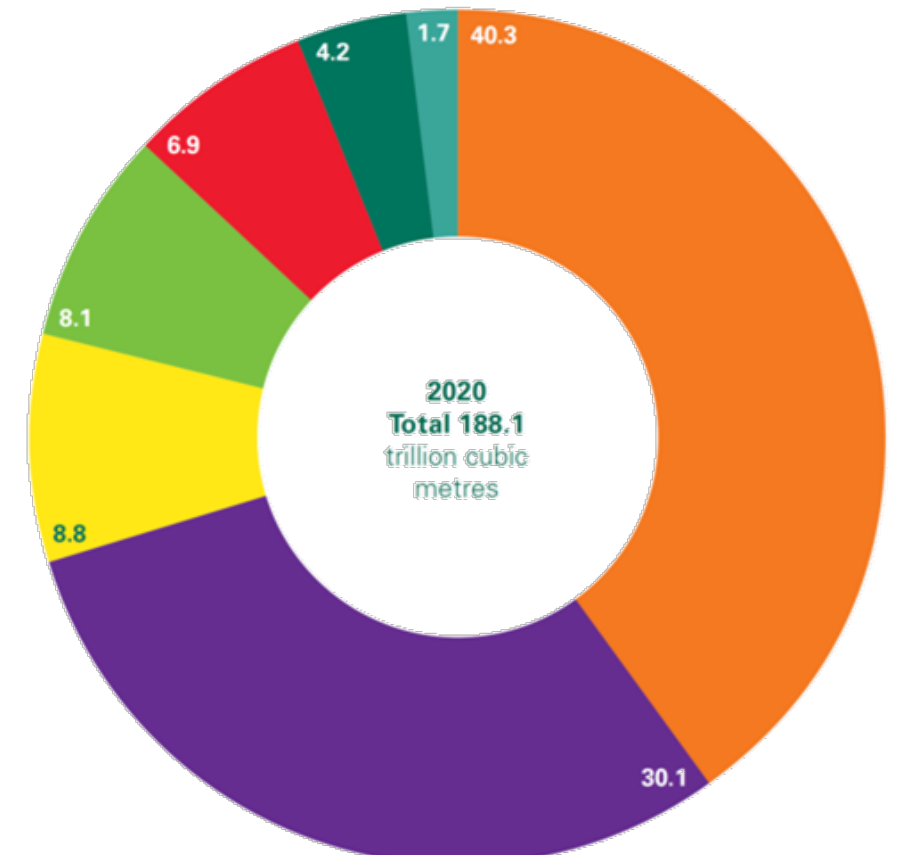
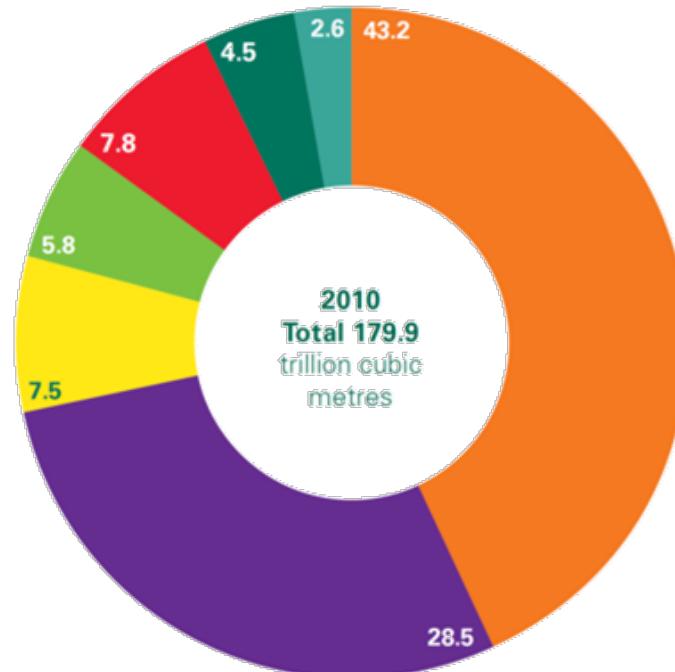
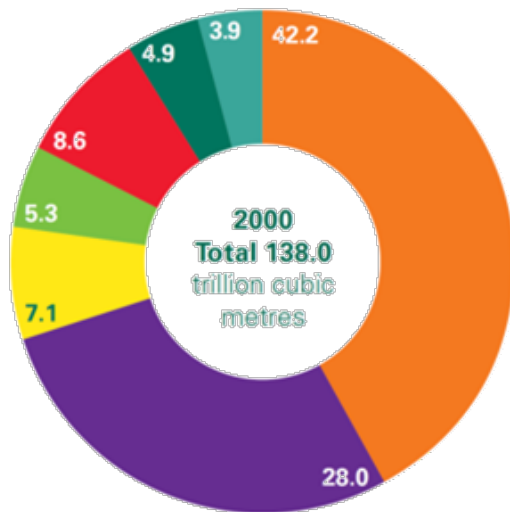


Природные газы

Distribution of proved reserves in 2000, 2010 and 2020

Percentage

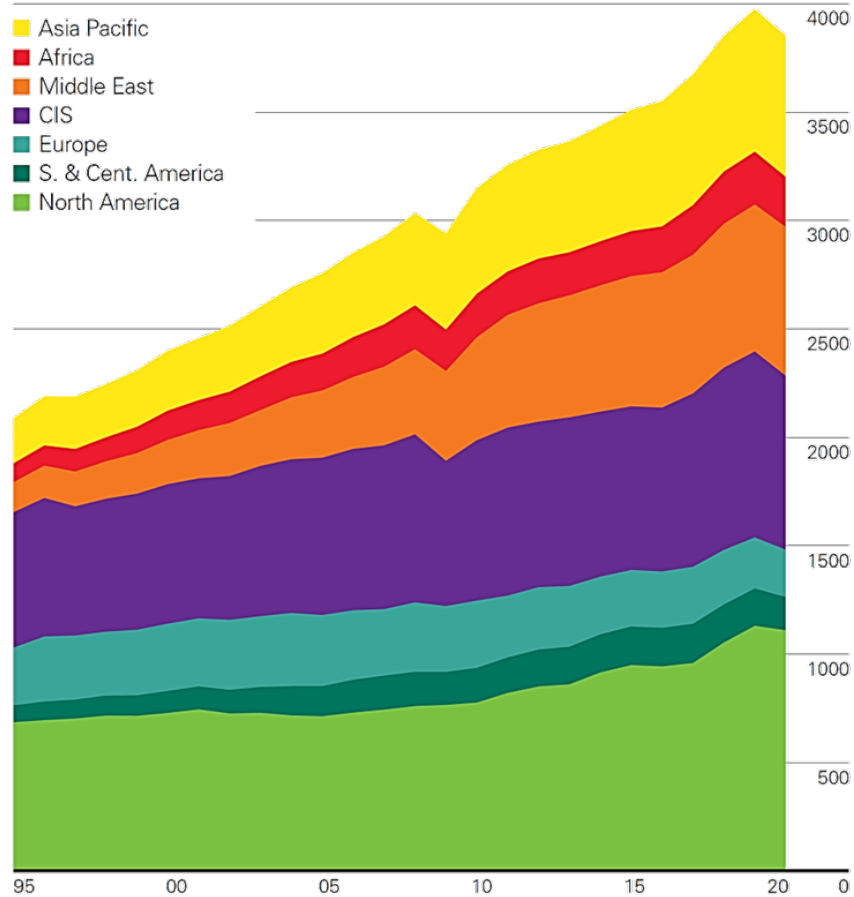
- Middle East
- CIS
- Asia Pacific
- North America
- Africa
- S. & Cent. America
- Europe



Природные газы

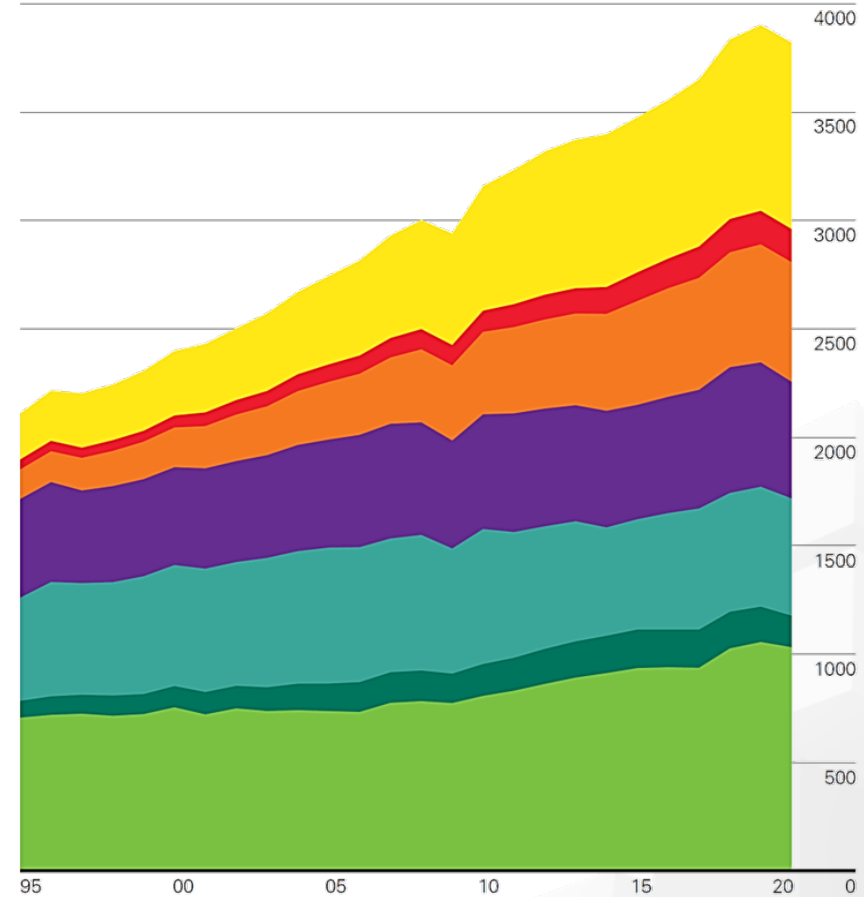
Natural gas: Production by region

Billion cubic metres

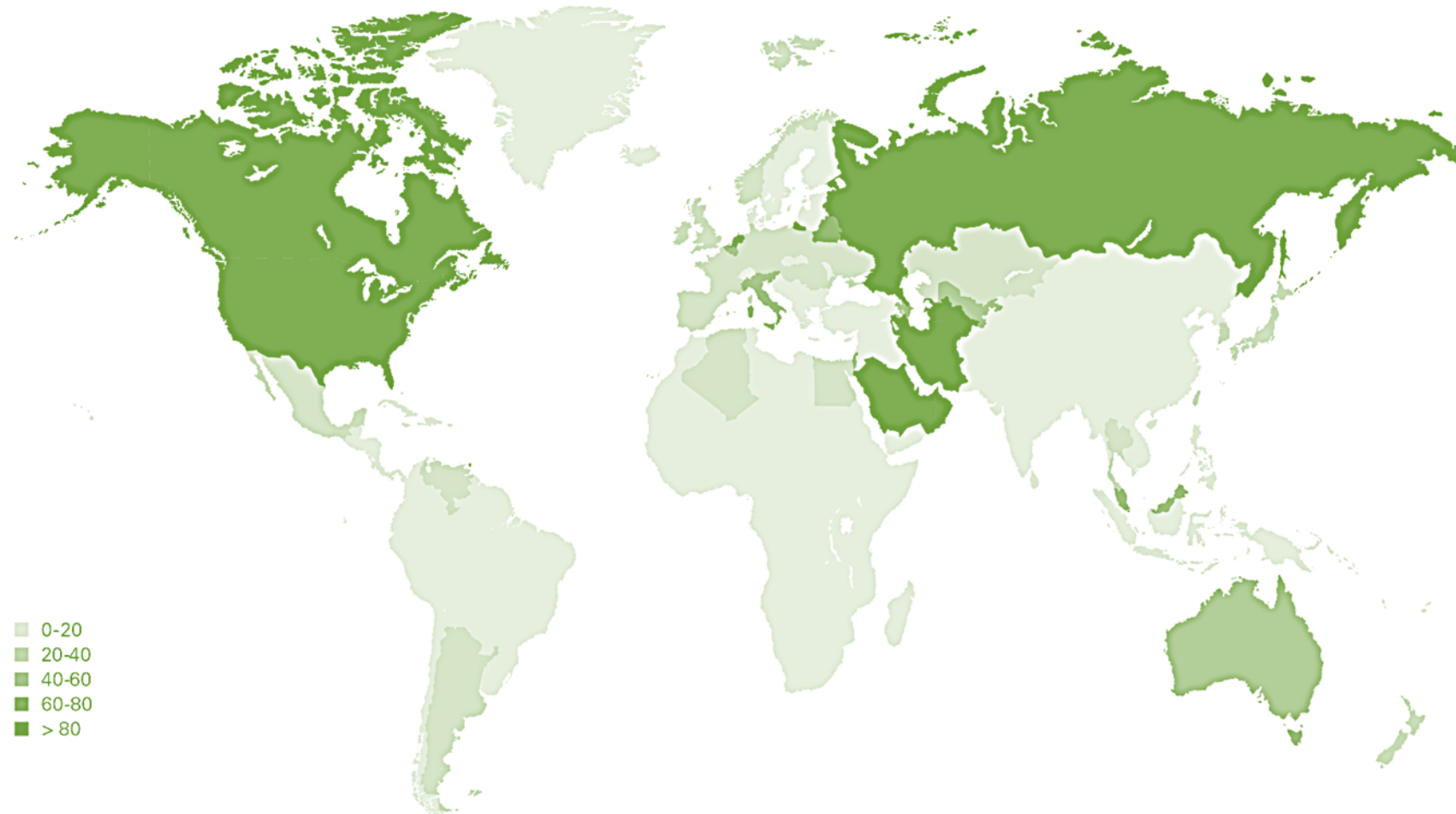


Natural gas: Consumption by region

Billion cubic metres



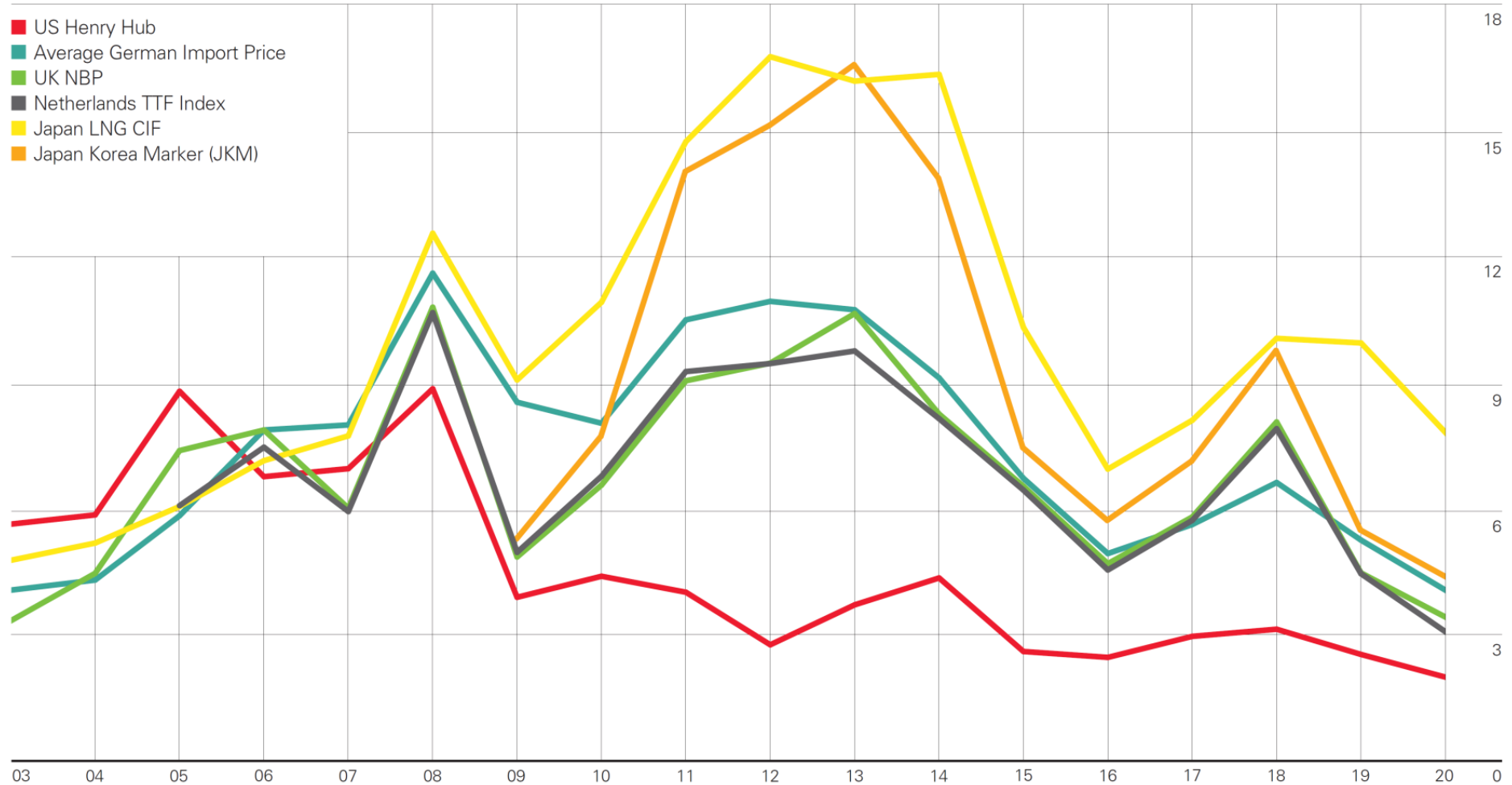
Natural gas: Consumption per capita 2020
GJ per capita



Природные газы

Prices

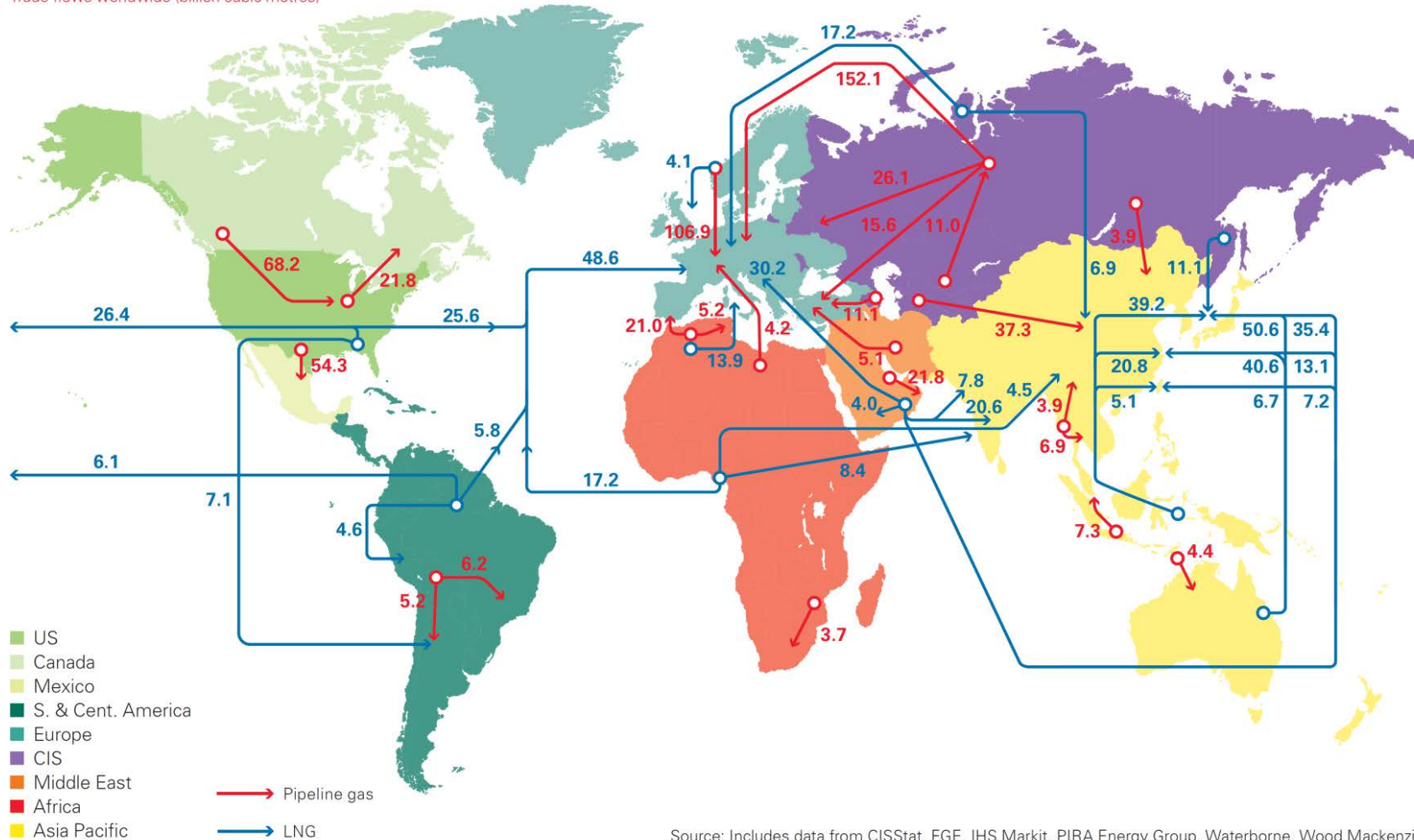
\$/mmBtu



Основные направления транспорта рыночного природного газа

Major trade movements 2020

Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Source: Includes data from CISStat, FGE, IHS Markit, PIRA Energy Group, Waterborne, Wood Mackenzie.

Страна	Требуемая теплотворная способность СПГ, МДж/м ³
Япония	39,7-43,3
Южная Корея	40,0-43,7
США	35,8-40,8
Великобритания	36,7-42,4
Франция	36,2-43,3
Испания	35,0-44,9

Топливо-энергетический баланс по миру на 2010-2050 гг., %

Виды энергоносителей	2010 г. (факт)	2014 г. (факт)	2019 г. (факт)	2050 г.
Нефть	36,3	32,6	31	28-29
Природный газ	23,2	23,7	23	28-30
Уголь	28,6	30,0	26	22-24
Прочие	11,9	13,7	20	20



«XXI век – век газохимии метана» (с)

Основные характеристики:

- Энергетичность;
- Экономичность;
- Экологичность;
- (объемы запасов/добычи).

Газопереработка в России

История (основные даты)

- 1809-1816 г.: проекты П.Г. Соболевского по производству искусственного светильного газа;
- 1835 г.: первый газовый завод (газ из каменного угля) в г. Санкт-Петербурге;
- 1837-59 гг: первый опыт использования природного газа, добываемого рядом с нефтяным месторождением, в качестве топлива, стр-во первого газгольдера; первое применение нефтяного (попутного) газа;
- 1906 г.: первая скважина природного газа (близ г. Дербент);
- 1906 г.: открытие крупных м. природного газа; Мельниковский газ. промысел (сланцевый газ): первые научные исследования, бытовое использование, обнаружение гелия в составе газа;
- 1911 г.: первое промышленное использование (г. Ставрополь); первый подземный газопровод; применение спец. горелок для котельной;

Первый этап (1920–1940-е гг.)

«Эра газового бензина»

Первые ГПП в России — газобензиновые заводы — строили с целью извлечения газового бензина (отбензинивания газа) и подготовки газа к транспортировке, удаляли механические примеси и жидкие компоненты, производились осушка газа до заданной точки росы и извлечение из газа газового бензина (состоящего в основном из C_5-C_7). Газовый бензин затем использовали в качестве компонента моторного топлива.

Впервые в промышленных масштабах бензин из нефтяного газа был получен в 1924 г. в г. Грозном на газолиновом заводе № 5. (инженер – И.Н. Аккерман).

Переработка НГ развивалась в основном на Кавказе, где была сосредоточена основная часть нефтедобычи СССР. Были представлены все три основных способа газоразделения: конденсация, абсорбция и адсорбция. Это были единичные установки в промысловом и нефтезаводском обустройстве с минимальной собственной инфраструктурой.

Заводы: Бориславский ГПЗ, Сосногорский ГПЗ, Туймазинский ГПЗ.

Газопереработка в России

Второй этап (1950–1960-е гг.)

«Эра сжиженных газов»

ГПЗ стали строить в основном с целью извлечения сжиженных газов (пропана и бутанов), которые использовали в качестве коммунально-бытового и моторного топлива и нефтехимического сырья. Одновременно с пропаном и бутаном из газа извлекали газовый бензин. В связи с необходимостью извлечения сжиженных газов схемы переработки нефтяного и природного газа усложнились.

Вначале были применены абсорбционные схемы с водяным (воздушным) охлаждением потоков, в дальнейшем стали использовать процесс абсорбции при низких температурах и высоких давлениях — масляная абсорбция уступила место более экономичному и эффективному методу — процессу низкотемпературной абсорбции. Извлечение пропана составляет на таких заводах 80–85%.

На некоторых ГПЗ наряду с низкотемпературной абсорбцией (НТА) начали применять схемы низкотемпературной конденсации (НТК).

Третий этап (с 1960-х гг.)

«Эра этана»

На ГПЗ наряду с традиционными продуктами стали получать товарный этан (этановую фракцию). Для извлечения этана используют в основном схемы НТА и НТК с различными холодильными циклами, в том числе и с турбодетандерами. На современных ГПЗ исходный газ охлаждают до (-80)–(-100) °С, извлечение этана достигает 80–90 %.

Создание ряда ГПЗ в Урало-Поволжье, на Кавказе, на Украине в 1960-х и начале 1970-х гг. (например, Карабулакский, Вознесенский, Грозненские заводы). В 1965 г. разработана программа развития газопереработки (схема размещения и строительства объектов сбора и переработки ПНГ).

В 1974 г. введена первая очередь Нижневартовского ГПЗ. Следовало прекратить сжигание ПНГ и научиться рационально его использовать. В Ханты-Мансийском АО и ЯНАО построены восемь ГПЗ и десять компрессорных станций и т.п. Это позволило развить мощную топливную базу для предприятий Кузбасса, сырьевую базу для нефтехимии Урало-Поволжья, а впоследствии и для Тобольского нефтехимического комплекса.

К началу 1970-х гг. относят возникновение газопереработки как самостоятельной подотрасли.

Газопереработка в России

Четвертый и пятый этапы (с 2000-х гг.) «Эра СПГ» и «Эра GTL»

Россия не была общемировой участницей 4 этапа развития ГП, который можно назвать «эрой СПГ» (зарубежом - в 1980–1990-е гг.), и тем более пятого этапа — «эры GTL» (Gas-to-Liquid — газ-в-жидкость). Но с опозданием на 30 лет Россия включилась в 4 этап — началом был ввод крупнейшего завода СПГ на о. Сахалин в 2009 г., затем — Ямал-СПГ в 2017 г., идет строительство целого ряда заводов по сжижению природных газов.

В России огромный толчок к развитию газоперерабатывающей подотрасли дали ресурсы ПНГ во многих нефтедобывающих регионах страны, требующие утилизации при интенсивной добыче нефти, начатой в 1950-е гг. Строительство ГПЗ в европейской части СССР происходило в период 1957–1969 гг., в Западной Сибири — в 1975–1991 гг. Миннефтехимпром СССР определил основное направление использования ПНГ: переработка на ГПЗ с получением сухого отбензиненного газа (СОГ) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Постановление Миннефтепрома (1968 г.) предусматривало при проектировании и строительстве объектов переработки ПНГ использование не менее 97 % (!) его ресурсов.

Газотранспортная система России

1940-50-ые гг.: строительство локальных ГП для газификации отдельных районов страны (в основном, РСФСР и УССР), общая длина МГП – ок. 12000 км;

1960-70-ые гг.: ставится вопрос о соединении локальных систем в единую, производится подключение среднеазиатских газоносных регионов, общая длина МГП – ок. 42000 км;

1980-ые гг.: работы по кольцеванию трубопроводов, создание единой системы транспорта газа, организация экспорта газа, расширение городских газовых сетей.



Транспорт газа в России

ОАО «Газпром» (2010 г.):

160,4 тыс. км магистральных ГП (26 % выработали нормативный срок, 57% эксплуатируются 10-30 лет);

268 КС – 4050 агрегатов – 42 ГВт – 9% электроэнергии России (по мощности);

25 объекта подземного хранения газа;

6 комплексов по переработке газа и газового конденсата;

Более 3400 газораспределительных станций;

Пропускная способность – 600 млрд. м³ в год;

Средняя дальность поставки газа: на экспорт – более 4 тыс. км, в России – 2,5 тыс. км.

Основные экспортные ГП:

Уренгой — Помары — Ужгород (4451 км, 32 млрд.м³/г, 1420 мм, 42 КС);

«СОЮЗ» (Оренбург — Ужгород — [Польша]) (2750 км, 26 млрд.м³/г, 1400 мм, 7,5 МПа);

«Ямал-Европа» (Беларусь, Польша) (4196 км, 33 млрд.м³/г, 1420 мм, 31 КС);

«Северный поток» (Выборг — [Балтийское море] — Грайфсвальд) (2 нитки, 1224 км, 55 млрд.м³/г, 1220 мм, 1 КС, 22 МПа);

«Голубой поток» (Изобильный — [Черное море] — Анкара) (1213 км, до 16-32 млрд.м³/г, 610-1400 мм, 25 МПа);



Газоперерабатывающие заводы России

Российская нефтегазопереработка – 2018



Холдинг	Количество ГПЗ
ПАО «Газпром»	6
ПАО «СИБУР Холдинг»	8
ПАО «НК «Роснефть»	6
ПАО «ЛУКОЙЛ»	4
ПАО «Татнефть»	1
ПАО «Новатэк»	2
ОАО «Сургутнефтегаз»	1
Прочие	3

Газоперерабатывающие заводы России



Холдинг	Количество ГПЗ
ПАО «Газпром»	6
ПАО «СИБУР Холдинг»	8
ПАО «НК «Роснефть»	6
ПАО «ЛУКОЙЛ»	4
ПАО «Татнефть»	1
ПАО «Новатэк»	2
ОАО «Сургутнефтегаз»	1
Прочие	3

В России в настоящее время функционируют 31 ГПЗ. Газоперерабатывающие заводы ПАО «Газпром» осуществляют переработку природного газа газовых и газоконденсатных месторождений, заводы остальных компаний предназначены для утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ)

Объемы газов, добываемых в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, к 2020 г. могут полностью покрыть потребности в газе в этих регионах и обеспечить поставку более половины добываемого газа на экспорт в Китай, Японию, Южную Корею, Монголию.

Таблица – Объемы добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млрд м³

Показатели	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Добыча	2,9	3,9	42,9	74,9	88,0
Потребление, в том числе:	2,9	3,9	42,9	74,9	88,0
— внутри РФ	2,9	3,9	10,4	14,4	17,5
— на экспорт	—	—	32,5	60,5	70,5
Из них:					
Китай	—	—	15,0	25,0	25,0
Япония	—	—	5,0	10,0	15,0
Южная Корея	—	—	12,0	25,0	30,0
Монголия	—	—	0,5	0,5	0,5

Таблица – Потенциал главных гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Якутии

Месторождение	Основные компоненты, % об.				
	Метан	Азот	Гелий	Этан	C ₃ –C ₆
Ковыктинское*	92,22	1,58	0,26	4,6	1,36
Чаяндинское	85,5	5,5	0,30	5,2	3,2
Юрубчено-Тохомское	80,0	9,5	0,19	5,4	4,6
Среднеботуобинское	88,6	2,9	0,45	4,9	3,1
Собинское	62,0	28,0	0,58	5,2	4,2

Развитие сырьевой базы ТЭК России характеризуется основными тенденциями (2020 г.):

- небольшим увеличением объемов добычи нефти при одновременном возрастании ее себестоимости из-за вложения значительных средств в разработку малопродуктивных и выработанных месторождений, а также роста затрат на транспорт;
- ~~техническое отставание от мирового уровня, высокая степень изношенности оборудования, низкое качества получаемых нефтепродуктов, нестабильность обеспечения отечественных нефтеперерабатывающих заводов нефтью;~~
- стабильным ростом объемов добычи природного газа, который используется неквалифицировано, в основном как бытовое и промышленное топливо;
- в настоящее время использование полезных компонентов газа в России не полностью отвечает потенциальным возможностям сырьевой базы и не полностью соответствует мировой практике: за последние 35 лет разведанные запасы конденсата возросли в 100 раз, а его выделение не превышает 35,7 млн.т/год (2019 г.), зарубежом – 471 млн.т/год (2014 г.);
- одним из важных существующих направлений является создание и развитие новой сырьевой базы в Восточной Сибири и Якутии (Ковыктинское и Чаяндинское газовые месторождения);

Современная концепция переработки природных газов:

«Выделяемые из газа углеводороды являются ценным сырьем для производства различных химических продуктов и должны быть утилизированы».