

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ИНСТИТУТ
ВОСТОКОВЕДЕНИЯ**

**ФАКУЛЬТЕТ ЭКОНОМИКИ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН И
СТРАНОВЕДЕНИЯ**

**Кафедра “Экономика и страноведение СНГ, региона Ближнего и
Среднего Востока”**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**На тему: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ
РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СТРАНАХ
ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА (НА ПРИМЕРЕ КАТАРА)**

5231000 – Регионоведение (Экономика и страноведение)

направление: Экономика стран СНГ, Ближнего и Среднего Востока

**Выполнила: выпускница направления "Экономика зарубежных
стран и страноведение" (Ближний и Средний Восток) Бердыева**

Мадина Бахтиёровна

Научный руководитель: доцент кафедры Кононенко С.Н.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной темы. Возрастающее значение природного газа в энергетическом балансе мира является одной из устойчивых тенденций последнего времени. Газ в определенной степени вытесняет своих топливно-энергетических конкурентов (уголь и нефть) из отраслей энергетики, благодаря тому, что он является экологически чистым и экономичным топливом. Это общая мировая тенденция, характерная и для развитых стран Запада, и для Азии, и для стран Арабского Востока.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том, что на сегодняшний день, на природный газ возлагаются большие надежды, как на наиболее дешевое экологически безопасное топливо в период подготовки к переходу на более широкое использование альтернативных нетрадиционных видов электроэнергии (ветра, солнца, приливной, внутреннего тепла земли). Именно поэтому необходим тщательный анализ газовой промышленности, как одной из самых важных отраслей для мировой экономики.

Степень изученности. Вопросы изучения современного состояния и перспектив развития газовой промышленности находят своё отражение в трудах отечественных и зарубежных специалистов. Активные исследования в области экономики газовой промышленности, как второй по величине крупнейшей отрасли нефтегазового сектора мирового хозяйства ведут такие зарубежные ученые как Р. Ботт, Д.Финч и Г.Яремко, О. Брагинский, А. Фомин, В. Сокор, И. Садчиков. Однако, в современном глобальном динамично развивающемся мире перспективы развития газовой промышленности в качестве полноценной альтернативы нефтяной приобретают всё большую актуальность.

Целью данной работы является анализ современного состояния газовой промышленности, тенденции её развития в ближайшей перспективе.

Исходя из поставленной цели, намечены следующие **задачи**:

1. Дать характеристику современному состоянию газовой промышленности.
2. Определить роль и место газовой промышленности в мировой экономике в условиях глобализации.
3. Рассмотреть наиболее вероятные и эффективные направления развития газовой промышленности.
4. Рассмотреть современное состояние газовой промышленности Персидского Залива на примере Катара.
5. Рассмотреть динамику и факторы развития газовой промышленности Катара.
6. Определить перспективы развития газовой промышленности Катара.
7. Рассмотреть особенности развития газовой промышленности в Узбекистане и возможность применения опыта Катара в газовой промышленности

Объектом изучения данной работы является экономика газовой промышленности стран Персидского Залива на примере Катара и перспективы развития отрасли.

Методология и методика выпускной квалификационной работы. Теоретической и методологической основой выпускной квалификационной работы послужили труды ведущих учёных и специалистов в области арабистики, экономики нефтегазовой отрасли, такие как Р. Ботт, Д.Финч и О. Брагинский.

При написании работы применены статистический, сравнительный, системно-структурный, экспертный и другие современные методы исследования.

В качестве информационной базы послужили официальные документы, статистические материалы международных организаций, научные труды

ведущих специалистов в области экономики нефтегазовой и топливно-энергетической промышленности, экономики стран Ближнего Востока.

ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В МИРЕ

1.1. Роль и место газовой промышленности в мировой экономике

Природный газ в качестве топлива обладает многими положительными свойствами – высокой теплотворной способностью, хорошей транспортабельностью, большей по сравнению с нефтью и углем экологической чистотой. В природе имеются значительные его запасы, что позволяет назвать природный газ топливом XXI века. Неудивительно, что доля природного газа в структуре мирового энергопотребления имеет тенденцию к постоянному увеличению. В ближайшее десятилетие ожидается рост спроса на газ, превосходящий рост спроса на другие источники энергии. Все это создает предпосылки для наращивания его использования в коммунальном хозяйстве и в промышленности, включая электроэнергетику.

Природный газ распространен в природе в свободном состоянии – в виде газовых залежей, а также в виде «газовых шапок» над нефтяными месторождениями (попутный газ). Используются также газы нефтяных и угольных месторождений.

Большая часть нефтегазовых месторождений рассредоточена по шести регионам мира и приурочена к внутриматериковым особенностям и окраинам материков:

- 1) Персидский залив – Северная Африка;
- 2) Мексиканский залив – Карибское море;
- 3) острова Малайского архипелага и Новая Гвинея;
- 4) Западная Сибирь;
- 5) Центральная Азия
- 6) Северное море (норвежский и британский секторы);

Согласно данным статистического обзора мировой энергии компании «Бритиш Петролеум» (Statistical Review of World Energy, British Petroleum 2012), мировые достоверные запасы природного газа в 2011 году составляли 208,4 трлн. кубических метров. При этом, 56,1 % всех мировых запасов сосредоточены в следующих странах: Россия - 21,4% (44,6 трлн. м³), Иран - 15,9% (33,1 трлн. м³), Катар - 12% (25 трлн. м³), Саудовская Аравия - 3,9% (8,2 трлн. м³), ОАЭ - 2,9% (6,1 трлн. м³)¹

Общегеологические ресурсы природного газа в различных источниках оцениваются от 300 трлн. м³ до 600 трлн. м³ и выше, но наиболее распространена оценка в 400 трлн. м³.

В 2005-2011 гг. наблюдался рост мировых запасов топлива. Так, мировые запасы нефти за этот период возросли на 14,7 % и составили 143,4 млрд. т. (1052 млрд. баррелей), природного газа - соответственно на 30,7 % и 146,4 трлн. м³, угля - 984 млрд. т. При современном уровне их добычи и использования нефти хватит на 40, газа на 60, угля более чем на 200 лет.

Мировая добыча нефти за эти годы возросла на 14,5 % и составила в 2009 г. 3,5 млрд. т, газа соответственно - на 20,5% и 2,3 трлн. м³. В последние десятилетия в мире существенно изменилась география добычи природного газа. При общем росте с 1,67 трлн. м³ в 1985 г. до 2,45 трлн. м³ в 2010 г.²

Добыча природного газа распределена между тремя группами стран современного мира и существенно отличается от аналогичных показателей по добыче нефти: первое место в ней принадлежит развитым странам Запада (37%), второе – развивающимся странам (35%) и третье – странам с переходной экономикой (28%). Это объясняется не столько географией ресурсов природного газа, сколько тем, что его добычу в развивающихся странах

¹ Statistical Review of World Energy, British Petroleum 2012

² World economic outlook, December 2012. IMF, Washington DC, 2012

начали значительно позднее. Но поскольку она там все время возрастает, то и доля этих стран в мировой добыче природного газа тоже увеличивается.

Среди стран мира по запасам газа лидирующее положение занимают страны СНГ (38,8%) и Ближнего Востока (33,8%). Почти треть мировых запасов газа сосредоточена в России, десятая часть - в Америке, шестая - в Иране (табл. 1).

Таблица 1

Доля крупнейших стран в производстве газа

МИРОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО	ОЭСР	ЕВРОПЕЙСКИЙ СОЮЗ	СТРАНЫ СНГ
<u>2271,8 млрд.м3 (100%)</u>	<u>1033 млрд.м3 (45,5%)</u>	<u>202,2 млрд.м3 (8,9%)</u>	<u>643,9 млрд.м3 (28,3%)</u>
Америка 36,6	США 52,6	Англия 44,7	Россия 85,6
Страны СНГ 28,3	Англия 8,7	Нидерланды 31,5	Узбекистан 7,9
Европа 12,1	Нидерланды 6,2	Италия 9,2	Украина 2,6
АТР 10,8	Канада 15,5	Германия 8,3	Туркменистан 1,8
Ближний Восток 8,0	Остальные 12,4	Дания 3,8	Казахстан 1,2
Африка 4,5		Остальные 2,5	Азербайджан 0,8
			Кыргызстан 0,1
			Беларусь 0,1

Источник: *Нефть и капитал, № 5,6,9 за 2011 г. Москва 2011г.*

В табл. 2 и 3 приведены данные о прогнозируемых изменениях баланса энергоносителей на 2008-2015 гг. и мировых запасах природного газа.

Таблица 2

Прогнозируемое изменение запаса энергоносителей в 1996-2015

ВИД ЭНЕРГОРЕСУРСА	2008 ГОД	2015 ГОД

	Квадр. ВТУ ³	%	Квадр. ВТУ	%
ВСЕГО	385	100	554	100
ПРИРОДНЫЙ ГАЗ	77	21,5	147	26,1
НЕФТЬ	140	39,1	208	26,9
УГОЛЬ	90	25,2	131	23,2
ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГИЯ	22	6,1	21	3,7
ВОЗОБНОВЛЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ	29	8,1	57	10,1

Источник: *Annual statistical bulletin 2008. United nations. New York And Geneva, 2008.*

Эксперты прогнозируют снижение доли ядерной энергии, связанное с возрастающим негативным отношением общества к этому источнику из-за серьезных и практически необратимых экологических последствий аварий на АЭС, а также сложности переработки и захоронения ядерных отходов.

В то же время основной предпосылкой растущей роли газа являются его огромные запасы, основная часть которых подготовлена к добыче в последнюю четверть XX века. В течение 2000-2009 гг. разведанные запасы природного углеводородного газа в мире выросли в 2,5 раза, что явилось результатом открытия гигантских месторождений в Алжире, Западной Сибири, Узбекистане, Туркменистане, Иране, Северном море. За последнее десятилетие мировые запасы газа выросли на 22 %. Приведенные цифры показывают полярность размещения запасов - две трети их примерно поровну распределены между Россией и регионом Среднего Востока (Персидский залив).

Добыча газа за последнее время выросла с 2 до 2,3 трлн. м³ т.е. на 18 %. Однако полярность добычи коренным образом отличается от полярности запасов (табл. 3).

Таблица 3

³ ВТУ - британская тепловая единица; 1 тыс. ВТУ = теплота сгорания 1 ф³ метана (0,252 килокалории).

Запасы природного газа

РЕГИОН	На 01.01.2003 г.		На 01.01.2008 г.	
	Трлн. м3	%	Трлн. м3	%
<u>ВЕСЬ МИР</u>	119,4	100,0	145,8	100,0
РОССИЯ	46,9	39,3	48,2	33,1
СРЕДНИЙ ВОСТОК	37,5	31,4	49,6	34,0
СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА	9,8	8,2	7,3	5,0
ЮЖНАЯ АМЕРИКА	4,6	3,8	6,3	4,3
ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ	8,6	7,2	10,3	7,1
АФРИКА	8,2	6,9	11,2	9,4
ЗАПАДНАЯ ЕВРОПА	5,0	4,2	4,4	3,0

Источник: Eurostat yearbook. 2009. Luxembourg, 2009

Треть добычи приходится на Северную Америку - США, Канаду и Мексику, образующие, по существу, единый газодобывающий комплекс, работающий в основном на США. Четверть добычи дает Россия, являющаяся крупнейшим экспортером газа, большая часть которого идет в зарубежную Европу.

Важным источником энергообеспечения Европы является добыча газа в Нидерландах и акватории Северного моря в его британском и норвежском секторах. Здесь проложены подводные газопроводы, построены терминалы, крупные верфи, создана обширная инфраструктура.

Наименьшая часть мировых запасов нефти и газа, доля которых по итогам 2010 г. составляет соответственно 2 и 3,1 %, сосредоточена в странах Европы.

Запасов газа для стран СНГ хватит более чем на 80 лет (ими производится около 30 % объема мирового производства), по сравнению с

Северной Америкой - самым крупным производителем (32,5 %) и потребителем (32 %) в мире, запасов которого хватит лишь на 11 лет.⁴

В табл. 4 представлены крупнейшие газовые месторождения владеющие наибольшими запасами газа.

Таблица 4

Крупнейшие газовые месторождения мира

№№	Название, страна	Запасы, млрд м3	Год открытия
1	Северное (Катар)	10640	1971
2	Уренгойское (Россия)	10200	1966
3	Ямбургское (Россия)	5242	1969
4	Бованенковское (Россия)	4385	1971
5	Заполярное (Россия)	3532	1965
6	Южный Парс (Иран)	2810	1991
7	Штокмановское (Россия)	2762	1988
8	Арктическое (Россия)	2762	1968
9	Астраханское (Россия)	2711	1973
10	Гронинген(Голландия)	2680	1959
11	Хасси Р'Мель (Алжир)	2549	1956
12	Медвежье (Россия)	2270	1967
13	Панхэндл Юготон (США)	2039	1910
14	Оренбургское (Россия)	1898	1966
15	Доулетбадское (Туркмения)	1602	1974

История газовой промышленности насчитывает более ста лет и подразделяется на два больших этапа. Первый из них продолжался до 50—60-х гг. XX в. Для него был характерен перевес одной страны – США, доля которой в мировой добыче природного газа еще в 1950 г. превышала 9/10.

⁴ «Эксперт» №8 за 2013 г. Москва 2013

Затем начался второй этап – этап быстрого роста добычи и потребления природного газа и формирования новых районов газовой промышленности – в СССР, Юго-Западной Азии, Западной Европе, Северной Африке. Одновременно происходило также формирование международного рынка природного газа.

Динамика мировой добычи природного газа свидетельствует о ее непрерывном поступательном росте: во второй половине XX в. она увеличилась почти в 12 раз. По некоторым подсчётам, к 2010 г. она возросла предположительно до 4 трлн. м³, а к середине столетия достигнет 7 трлн. м³.⁵

Таблица 4

20 стран мира с наибольшими разведанными запасами природного газа

№	СТРАНА	РАЗВЕДАННЫЕ ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ТРЛН. М ³	№	СТРАНА	РАЗВЕДАННЫЕ ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ТРЛН. М ³
1	РОССИЯ	47,6	11	ИНДОНЕЗИЯ	3,0
2	ИРАН	28,1	12	ТУРКМЕНИЯ	2,7
3	КАТАР	25,3	13	КАЗАХСТАН	2,4
4	САУДОВСКАЯ АРАВИЯ	7,3	14	МАЛАЙЗИЯ	2,4
5	США	6,7	15	НОРВЕГИЯ	2,3
6	ОАЭ	6,1	16	КИТАЙ	2,3
7	НИГЕРИЯ	5,2	17	УЗБЕКИСТАН	1,8
8	ВЕНЕСУЭЛА	4,8	18	КУВЕЙТ	1,8
9	АЛЖИР	4,5	19	ЕГИПЕТ	1,7
10	ИРАК	3,2	20	КАНАДА	1,6

Источник: *BP Statistical Review 2010*

⁵ А.П. Олейник «Страны мира в цифрах/2010»

Анализ таблицы 5 показывает, что 27 % мировых разведанных запасов природного газа приходится на Россию (ее общегеологические запасы оцениваются в 215 трлн. м³). Из имеющихся в мире 20 гигантских газовых месторождений с начальными запасами более 1 трлн. м³ (табл. 5) на территории России находятся 9. В их числе крупнейшее в мире Уренгойское, а также Ямбургское, Бованенковское, Заполярное, Медвежье и Харасовейское расположены в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Таблица 6

16 стран мира с наибольшей добычей природного газа

№	СТРАНА	ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА, МЛРД. М ³	№	СТРАНА	ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА, МЛРД. М ³
1	РОССИЯ	662,2	9	КАТАР	77,0
2	США	582,2	10	КИТАЙ	76,0
3	КАНАДА	170,9	11	ТУРКМЕНИЯ	70,5
4	ИРАН	116,3	12	ВЕЛИКОБРИТАНИЯ	69,9
5	НОРВЕГИЯ	99,2	13	УЗБЕКИСТАН	67,6
6	АЛЖИР	86,5	14	МАЛАЙЗИЯ	57,3
7	НИДЕРЛАНДЫ	84,7	15	ОАЭ	50,2
8	САУДОВСКАЯ АРАВИЯ	80,4	16	АРГЕНТИНА	44,1

Источник: *BP Statistical Review 2010*

Из 16 стран, включенных в таблицу 5, по размерам добычи природного газа резко выделяются Россия (662,2 млрд. куб. м), США (582,2), Канада (170,9) и Иран(116,3), на долю которых приходится более половины ее мирового итога. Далее идут страны с ежегодным объёмом добычи природного газа от 100 до 30 млрд. куб. м — Норвегия, Алжир, Нидерланды,

Саудовская Аравия, Катар, Китай, Туркмения, Великобритания, Узбекистан, Малайзия, ОАЭ, Аргентина.

Что касается добычи природного газа в акваториях Мирового океана, то она имеет уже довольно длительную историю. Примитивными способами морскую добычу газа вели еще в XIX в. в России (на Каспии), в США (в Калифорнии) и в Японии. Начало же действительно быстрого роста морской добычи газа относится к 1960-м гг. Еще большее ускорение этот процесс получил в 1970—1980-е гг., о чем свидетельствует число стран, добывающих природный газ в пределах континентального шельфа. В 1970 г. таких стран было всего около 20, а в начале 1990-х гг. – уже более 50. Соответственно возрастала и мировая морская добыча газа.

Можно утверждать, что такой рост добычи газа был обусловлен двумя главными факторами. Во-первых, после энергетического кризиса середины 1970-х гг. и резкого подорожания газа повысился интерес к шельфовым бассейнам и месторождениям. Они были менее истощены и сулили определенную экономическую выгоду. Во-вторых, крупномасштабное освоение морских месторождений оказалось возможным благодаря целому ряду технических новшеств, и в первую очередь применению буровых платформ.

В целом бурение скважин в морских акваториях обходится значительно дороже, чем на суше, причем стоимость его прогрессивно возрастает по мере увеличения глубины. Затраты на бурение даже при глубине моря в 20–30 м примерно вдвое превышают аналогичные затраты на суше. Стоимость бурения на глубине 50 м возрастает в три-четыре раза, на глубине 200 м – в шесть раз. Однако величина расходов на бурение зависит не только от глубины моря, но и от других природных факторов. В условиях Арктики, например, затраты на добычу превышают соответствующие показатели для района субтропиков или тропиков в 15–16 раз.

Из этого можно заключить, что такую добычу ведут почти в 50 точках

земного шара во всех пяти обитаемых частях света. Но доля их, как и доля отдельных океанов и отдельных акваторий, естественно, не может не различаться. Да и со временем она меняется. Так, в 1970 г. примерно 2/3 морской добычи давали Северная и Южная Америка и 1/3 – Юго-Западная Азия. К 1980 г. доля Америки уменьшилась, а доля Азии, Африки и Европы возросла. В 1990 г. из 760 млн. т мировой морской добычи нефти на Северную и Южную Америку приходилось 230 млн., на Азию 220 млн., на Европу – 190 млн., на Африку 100 млн. и на Австралию – 20 млн. т.

В зарубежной Азии основным районом добычи газа был и остается Персидский залив, где ее ведут Саудовская Аравия, Иран, ОАЭ, Кувейт, Катар. В 1980—1990-е гг. заметно выросла добыча на континентальном шельфе морей Юго-Восточной Азии – в Малайзии, Индонезии, Брунее, Таиланде, во Вьетнаме. Поисково-разведочные работы ведут также у побережья некоторых других стран. То же относится и к шельфовой зоне морей, омывающих берега Китая. Из стран Южной Азии значительную добычу на шельфе имеет Индия.

В Африке за последнее время число стран, добывающих газ в пределах континентального шельфа, заметно возросло. Еще не так давно к ним относились только Нигерия, Ангола (на шельфе Кабинды) и Египет, но затем добавились Камерун, Конго, Габон – в общем, вся полоса западного побережья материка от Нигерии до Намибии.

В Северной Америке главный производитель морского газа – США. На морские месторождения в этой стране приходится 25 % добычи природного газа. В эксплуатацию вовлечено более ста шельфовых залежей, большинство из которых находится в акватории Мексиканского залива, а остальные – у побережий Атлантического и Тихого океана страны и на Аляске.

В 1980—1990-х гг. Мексика освоила крупный нефтегазоносный бассейн в акватории залива Кампече Карибского моря. Поисково-разведочное бурение на газ ведут также у берегов Аргентины, Чили, Перу и

некоторых других стран этого континента.

В Австралии добывать газ на континентальном шельфе начали еще в 1960-х гг. – в Бассовом проливе на юге страны. Через 10–15 лет уровень добычи в этом бассейне начал снижаться, но это было компенсировано путем освоения других шельфовых месторождений, расположенных у западного побережья страны и на севере, в Тиморском море.

В свою очередь, потребление природного газа во всем мире мало отличается по размерам от его производства, поскольку почти весь добываемый и получаемый газ сразу же поступает в газораспределительные сети.

По абсолютным масштабам лидирующие позиции в мировом потреблении природного газа занимает группа промышленно развитых стран. В то же время в последние десятилетия темпы прироста потребления природного газа в промышленно развитых странах были ниже среднемировых показателей, что привело к снижению доли этих стран в суммарном объеме газового потребления. Среднегодовые темпы прироста по этой группе стран составили в 1971-1980 гг. 2% против 3,9% среднемировых, а в конце XX - начале XXI века - 1,2% против 2,3% в среднем по миру.

Первое место по размерам потребления природного газа и его производства занимает Северная Америка. США были и остаются крупнейшим потребителем этого вида топлива (600–650 млрд. м³ в год).

Среди отдельных стран выделяются Германия и Великобритания (по 100 млрд. м³). Далее следует зарубежная Азия, где быстро растет потребление газа в Китае, Индонезии, Малайзии, Саудовской Аравии, Иране, ОАЭ. Доля Латинской Америки в мировом потреблении газа сравнительно невелика и к тому же относительно стабильна, а доля Африки пока остается незначительной. В таблице 6 показаны 20 стран мира с наибольшим потреблением природного газа (данные 2010 года)

Таблица 7

20 стран мира с наибольшим потреблением природного газа

№	СТРАНА	ПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА, МЛРД. М ³	№	СТРАНА	ПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА, МЛРД. М ³
1	США	657,2	11	КИТАЙ	77,2
2	РОССИЯ	475,7	12	МЕКСИКА	66,9
3	ИРАН	119,0	13	ОАЭ	59,4
4	ЯПОНИЯ	101,1	14	УЗБЕКИСТАН	52,6
5	ВЕЛИКОБРИТАНИЯ	95,9	15	ФРАНЦИЯ	49,3
6	ГЕРМАНИЯ	95,8	16	НИДЕРЛАНДЫ	48,3
7	ИТАЛИЯ	84,9	17	АРГЕНТИНА	44,5
8	УКРАИНА	84,0	18	ИНДИЯ	43,0
9	КАНАДА	82,9	19	ИСПАНИЯ	38,2
10	САУДОВСКАЯ АРАВИЯ	80,4	20	ПАКИСТАН	37,5

Источник: *BP Statistical Review 2010*

Традиционными секторами потребления природного газа являются промышленность, сельское хозяйство, сфера услуг, транспорт, бытовой и энергетический сектор. Динамика и масштабы спроса на природный газ со стороны отдельных потребительских групп носят различный характер. В то время как одна группа потребителей увеличивает долю газа в покрытии своих энергетических затрат, другая отдает предпочтение конкурирующим энергоносителям. В структуре потребления в связи с этим происходят изменения, которые определяются помимо конкурентного предложения на рынке энергоносителей также технологическими факторами, экологическими требованиями, государственным регулированием.

Структурные изменения происходят внутри крупных потребителей

газа: выделяются наиболее газоёмкие отрасли и сектора, формируются наиболее устойчивые и стабильные потребители. В различных странах этот процесс протекает по-разному в зависимости от особенностей промышленного производства, состояния инфраструктуры, характера производства электроэнергии. Начатое несколько лет назад массовое строительство высокоэффективных парогазовых электростанций вызвало быстрое увеличение использования природного газа в электроэнергетике.

Природный газ играет все более важную роль в мировом энергетическом балансе. Этому способствуют чрезвычайно благоприятные для потребителя свойства газа, а именно, экологичность, экономичность и технологичность. Природный газ в сжиженном виде используется как автомобильное топливо вместо автобензина. Более того, в ряде стран приняты национальные программы по организации использования сжиженного природного газа в качестве автомобильного топлива, особенно для муниципальных видов транспорта (автобусов, грузовых автомобилей, привозящих продукты, стройматериалы в городские кварталы, пожарных, почтовых и др. машин). При использовании природного газа в качестве энергоносителя в промышленных процессах (металлургия, химия, производство строительных материалов и т.п.) производство становится более приемлемым и с экологической и с экономической точки зрения по сравнению с другими энергоносителями.

Диверсифицирована и сама структура производства газовой продукции. Так, например, производственно – технологический комплекс по производству и доставке сжиженного природного газа (СПГ) включает в себя следующие составные части:

- 1) месторождение природного или попутного нефтяного газа (в мировом масштабе они обеспечивают примерно 2/3 всех поставок, а остальную часть газа дают нефтеперерабатывающие заводы);

2) завод по сжижению природного газа при температуре $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ с емкостями для временного его хранения;

3) газоэкспортный терминал, где полученный СПГ загружают в специальные танкеры-газовозы (метановозы);

4) газоимпортный терминал на месте назначения, где производится выгрузка доставленного СПГ;

5) хранилище СПГ и станция по его регазификации;

б) установки для подачи СПГ в газовую сеть.

Первые опыты по разработке подобной технологии были предприняты в США еще в 40-х гг. XX в., а промышленную реализацию они получили там же в середине 1950-х гг. Вскоре в США был сконструирован и построен первый танкер-газовоз, который не только доставлял сжиженный природный газ с месторождений Мексиканского залива, но и совершил несколько рейсов в Великобританию. Сначала мировое производство СПГ росло довольно медленно, но после энергетического кризиса середины 1970-х гг. и резкого подорожания нефти интерес многих стран Запада к его использованию заметно увеличился. Это стимулировало строительство заводов по сжижению газа, газовых терминалов, создание флота танкеров-газовозов. Интерес к СПГ сохраняется и в наши дни, о чем прежде всего свидетельствуют размеры его мирового производства, которое еще в 1995 г. составило 275 млн. т. Продолжает расти и флот танкеров-газовозов, причем емкость типового танкера также увеличилась с 10–50 тыс. м^3 сначала до 80–100, а затем и до 120–130 тыс. м^3 с перспективой доведения ее до 165, а в последующем и до 200 тыс. м^3 .

В конце 1990-х гг. производство сжиженного природного газа было налажено уже в довольно большом числе стран, причем в 15–20 из них оно достигло более или менее значительных размеров. В зарубежной Европе к таким странам относятся Великобритания и Норвегия, в зарубежной Азии – Индонезия, Малайзия, Саудовская Аравия, ОАЭ, Катар, Китай, Индия, в

Африке – Алжир, Египет и Ливия, в Северной Америке – США и Канада, в Латинской Америке – Мексика, Венесуэла и Бразилия; входит в их число и Австралия.

Основными отраслями, определяющими мировой спрос на природный газ, являются отрасли энергетики, химической и нефтехимической промышленности, транспорта, тяжелой и обрабатывающей промышленности и т.п.

Наибольшее количество природного газа в мире потребляется в электроэнергетическом и коммунально-бытовом секторах - 77% в 2010 году, 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 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%.

Согласно прогнозам Мирового Банка, в период 2010–2030 гг. среднегодовые темпы прироста спроса на природный газ составят 2,3% против 1,9% по всем энергоресурсам, в том числе, по сравнению с темпами роста спроса на нефть 1,7%, на уголь – 1,5%, на ядерное топливо – 0,4%. Доля природного газа в мировом топливно-энергетическом балансе с 23,7% в 2010 г. может возрасти до 25%, а в развитых странах – до 32% к 2030 г.

Одним из крупнейших мировых газовых рынков является европейский газовый рынок, уступая по масштабам потребления природного газа рынкам Северной Америки и Юго-Восточной Азии.

Основными внешними экспортерами природного газа в Европу в 2008 г. были Россия, поставившая в страны Западной Европы по газопроводам 148,4 млрд м³, что составило 28,6% потребления газа в Европе, а также Алжир, Нигерия, ОАЭ, Катар, Оман, Ливия, Тринидад и Тобаго, Казахстан, суммарно поставившие 118,6 млрд м³ природного газа как по

трубопроводам, так и в виде сжиженного природного газа. Вторым после России экспортером природного газа в Европу был Алжир, поставляющий газ с 1973 г. и являющийся монополистом на газовом рынке стран Пиренейского полуострова. Из Алжира в Европу в 2009 г. было поставлено 60,1 млрд м³ природного газа по газопроводам, пролегающим по дну Средиземного моря, а также метановозными танкерами в виде сжиженного природного газа (СПГ). Природный газ в сжиженном виде поставляется в Европу из Нигерии (11,8 млрд м³ в 2008 г.), стран Персидского залива (Оман, Катар и ОАЭ), Ливии и Тринидада и Тобаго.

Рост потребления природного газа в мире на рубеже тысячелетий вызван двумя важнейшими факторами: экономическим и природоохранным. Развитие технологий использования газа в производстве электроэнергии позволяет количественно и качественно повысить эффективность этой отрасли, что способствует росту потребления газа ее объектами. В тех промышленно развитых странах, где нет зависимости от импорта, свыше 35% электроэнергии производится с применением природного газа.

Однако во многих других странах, которые относятся к категории ведущих индустриальных центров, в настоящее время существуют планы увеличения потребления газа в национальной экономике, поскольку этот энергоноситель является не только экономически выгодным, но и самым безвредным для окружающей среды.

Сегодня природный газ занимает значительное место в балансе потребления первичных энергоресурсов стран - лидеров мировой экономики. Согласно экспертным данным, на страны так называемой «большой восьмерки» приходится около 60% всего мирового потребления природного газа, в то время как на долю всей Африки остается лишь 2,7%, и примерно столько же - на долю двух стран, крупнейших по численности населения Китая и Индии.

В настоящее время нефтегазовые державы мира испытывают ряд проблем, общих для большинства из них:

- низкая обеспеченность запасами нефти и газа, о чем уже упоминалось выше. При достаточно высоком уровне обеспеченности, в целом по земному шару, ряд крупных держав, в частности, США, Норвегия, Великобритания, обладают запасами нефти, обеспечивающими их деятельность на период лишь 10 лет, немного больше составляют запасы нефти и по таким странам, как Аргентина, Мексика и ряд других стран;

- эта проблема предопределяет необходимость наращивания объемов геологоразведочных работ, а также освоение месторождений, работ, считавшихся нерентабельными или чрезмерно отдаленными;

- кроме этого, возникает проблема перехода на иные виды топлива, как на традиционные (уголь, торф), так и на нетрадиционные (энергия ветра, солнца, океана, термальных источников и т.д.);

- проблема выхода газа среднеазиатских республик (Туркмении и Узбекистана) на рынок Европы;

- проблема обеспечения газом таких высокоразвитых промышленных стран, как Япония и Китай, которые вынуждены завозить сжиженный газ дорогостоящим морским транспортом;

- проблема обеспечения газом растущих потребностей в нем стран Западной Европы.

1.2. Основные направления развития мировой газовой промышленности

Новые черты современного рынка природного газа, проявившиеся в последние годы, указывают на магистральное направление, в котором развивается деловое поле этого бизнеса. Регулирование и либерализация

газовых и электроэнергетических рынков в Европе и в ряде стран Азии служат катализатором этого процесса.

Расширение рынка краткосрочных контрактов и разовых сделок внесет элемент глобализации в рынок природного газа. Раньше в структуре торговли природного и сжиженного природного газа четко выделялись два практически непересекающихся узла торговли: западнее и восточнее Суэцкого канала. В последнее время метановозные танкеры, бороздящие океаны в различных направлениях, значительно изменили устоявшуюся ситуацию. Как логически оправданное следствие дальнейшего развития этого процесса в перспективе должна произойти конвергенция рынков трубопроводного газа и сжиженного природного газа в сфере структуры бизнеса и контрактов, спотовых сделок между разными рынками, прозрачности и взаимозависимости в системе ценообразования. Основными направлениями дальнейшего использования природного газа являются: производство криогенного топлива для наземных и морских транспортных средств, а также постепенная замена им сжиженных пропана и бутана, которые пока достаточно широко применяются в коммунальном хозяйстве и промышленности. Использованию газовых продуктов в качестве автомобильного топлива способствуют многочисленные налоговые льготы, нацеленные на внедрение альтернативных видов энергоносителей. Рост использования природного газа в коммунальных и промышленных целях в основном ожидается в удаленных районах с низкой плотностью населения и отсутствием развитой газопроводной инфраструктуры. Сжиженный природный газ уже производится предприятиями малого бизнеса и непосредственно в местах добычи природного газа, на отдельных малопроизводительных скважинах, сильно удаленных от газопроводов. Другим перспективным коммерческим направлением использования природного газа является создание изолированных локальных сетей газоснабжения, состоящих из небольших

хранилищ и систем преобразования сжиженного газа в сжатый, который затем может транспортироваться по системе газопроводов к потребителям. Развитие криогенной энергетической инфраструктуры рассматривается как промежуточный этап на пути к переходу к коммерческой водородной энергетике, который ожидается после 2050 г.

В последнее время появляются все более оптимистические оценки спроса на природный газ. В частности, оценки спроса на сжиженный природный газ на период 2003–2012 гг., сделанные на базе пролонгации тренда по данным за 1980–2002 гг. (среднегодовой темп роста 7,5%), дают объем спроса на сжиженный природный газ в размере 309 млрд м³. Однако это – лишь самая скромная оценка.

По оценкам Business Communications Co. Inc. мировое производство в 2015 г. составит 437 млрд м³, или 12% мировой добычи газа. По расчетам специалистов проектно-строительной компании Foster Wheeler и страховой компании Lloyd's Register Americas спрос на сжиженный природный газ в 2015 г. составит 616 млрд м³.

Глобализация газового рынка приносит новые возможности и новые риски, результатом чего становится появление новых взаимозависимостей и геополитических конфигураций. Сжиженный природный газ уже стал важным сегментом в динамике мировой энергетики и рост его производства и потребления продолжается.

В настоящее время 60% сжиженного газа направляется в страны восточной Азии, в первую очередь Японию, Южную Корею и Тайвань. США получают 8% сжиженного природного газа, в Европу поступает 32% сжиженного газа.

По мнению большинства западных экспертов, таких, например, как Р.Ботт, когда Иран и Россия станут, как и Катар, экспортировать большие объемы газа в виде сжиженного природного газа, газовая «ОПЕК» (форум

стран – экспортёров природного газа) может стать влиятельнейшим игроком на этом рынке.

Однако, при всей привлекательности природного газа как экологически чистого и экономичного топлива, существует ряд препятствий на пути формирования единого мирового рынка газа, основным из которых является сложность его транспортировки от производителя к потребителю.

Основными видами транспорта природного газа сегодня являются: газопроводный путь и транспортировка в виде сжиженного природного газа. Пока газ транспортируется преимущественно по газопроводам, что определяет региональный характер этого товара. Объем морских перевозок сжиженного природного газа составил в 2012 году около 238,6 млрд. м³ против 663,7 млрд. м³, транспортируемых на внешние рынки по трубопроводам.⁶

Транспортировка природного газа по трубопроводу является наиболее эффективным из всех известных на сегодняшний день способов транспортировки природного газа. Однако, существует ряд недостатков связанных с этим видом транспорта, а именно: высокие капитальные затраты, привязанность к одному поставщику/покупателю, высокие риски перебоя в поставках, связанные с политической обстановкой в транзитных странах и т.д.

При рассмотрении перспектив поставок трубопроводного газа следует отметить важный фактор, являющийся основной преградой для ряда стран-экспортеров газа, а именно их зависимость от транзитных стран. С одной стороны, большинство транзитных стран сами являются импортерами природного газа, и в их интересах сохранять бесперебойность поставок энергоресурса. С другой стороны, имея определенную долю власти над потоками газа стран-экспортеров, транзитные страны пытаются диктовать

⁶Ежегодный статистический вестник МВФ, 2012 год

свои условия. Тем не менее, ввиду довольно высокой взаимозависимости этих стран, возможные конфликты чаще всего быстро разрешаются. В связи с этим на основных рынках Европы, Северной Америки и Азии крупные проекты по строительству трубопроводов конкурируют с проектами по производству сжиженного природного газа.

Среди импортеров трубопроводного газа Западная Европа является абсолютным лидером – около 240 млрд м³. Европейский рынок газа является дефицитным: местное производство обеспечивает 60% потребления природного газа. Главными внерегиональными поставщиками газа для Европы являются: Россия – 128,2 млрд м³ и Алжир – 29,38 млрд м³. Последний, наряду с трубопроводным, поставляет еще 18,9 млн. т сжиженного природного газа (26,13 млрд. м³). Внутриевропейскими экспортерами газа являются Норвегия, Голландия и Великобритания, которая поставляет свой газ по газопроводу «Интерконнектор», проходящему под Ла-Маншем. Кроме Алжира и России, спрос на газ в Европе удовлетворяется поставками газа в виде сжиженного природного газа из Нигерии, Омана, Катара и ОАЭ.

В будущем Россия будет увеличивать свое и без того значительное присутствие на европейском рынке газа, что позволит России в какой-то степени добиваться выгодных условий изменения цен и структуры контрактов, в особенности, в случае роста затрат на обеспечение новых поставок. Между тем, ожидаемое доминирование поставок российского газа в Европу, беспокоит Евросоюз, ввиду увеличения степени зависимости европейских стран от энергоснабжения со стороны России. Поэтому, вопросам безопасности поставок уделяется особое внимание. Значение безопасности поставок усилилось после конфликтов между Украиной и Россией, имевших место в начале 2006 и в конце 2008 гг. Всё это заставляет правительства стран ЕС искать альтернативные варианты поставки газа из других источников (например, с Каспийского моря по трубопроводу

«Nabucco») в целях увеличения степени диверсификации поставок. Также многие страны-импортеры природного газа стали активно развивать инфраструктуру для приема сжиженного природного газа, что позволит им еще больше ослабить зависимость от одного поставщика.

Факт позволяющий согласиться с подобным мнением - альтернативный Nabucco проект «Южный поток», в котором в большей степени заинтересована Россия. Соглашение о строительстве нового газопровода для транспортировки газа из России в Европу – «Южного потока» - было подписано в конце июня 2007 года итальянской компанией ENI и ОАО «Газпром». 900-километровый газопровод пройдет через акваторию Черного моря до Болгарии в районе Варны и будет разветвляться в Болгарии на два трубопровода – северный и южный. Северный газопровод пройдет по маршруту Болгария – Румыния – Венгрия – Чехия – Австрия (с возможностью поставки на немецкий и итальянский рынки), южный – через Болгарию на юг Италии.

В то же время ситуация с природным газом гораздо благоприятнее, чем по ТЭК в целом. Причины этого - крупные преимущества природного газа перед другими видами топлива в экологическом отношении, возможность достижения при его использовании более высоких технологических показателей и в целом особая технологичность природного газа, который, как уже отмечалось, при транспортировке представляет собой готовый к использованию продукт.

Подводя итог, следует отметить, что динамичное развитие поставок газа в сжиженном виде позволит в какой-то степени нивелировать зависимость поставщиков и потребителей от маршрутов газопроводов. Торговля сжиженным природным газом обеспечивает сближение региональных рынков и развитие общих рыночных тенденций. Растущие масштабы международной торговли природным газом позволяют сделать

вывод о формировании мирового рынка газа, который наряду с нефтью станет важнейшим фактором мирового энергетического рынка.

ГЛАВА 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАТАРА

2.1. Современное состояние газовой отрасли в Персидском Заливе

Нефтегазоносный бассейн Персидского залива (Месопотамский бассейн) — это нефтегазоносный бассейн, расположенный на территории Катара, Бахрейна, Саудовской Аравии, Кувейта, Ирака, Ирана, Омана, Объединенных Арабских Эмиратов, Иордании, Турции и Сирии.

Крупнейшее в бассейне месторождение газа на суше — это Гхавар (Саудовская Аравия). А вот на море — это Северный Купол/Южный Парс и принадлежит оно сразу двум странам (южная часть Катару, а северная - Ирану).

Первое газовое месторождение (Парс) в регионе открыто в 1965 году. Площадь бассейна оценивается в 2,93 млн. км², в том числе около 290 тыс. км² акватории залива. Район Персидского залива – это область уникальной концентрации нефти и газа. Большая часть залежей нефти и газа (и запасов их) заключена в интервале глубин 1800—3000 м.

Таблица 8

Добыча нефти на крупнейших месторождениях бассейна Персидского залива

№	МЕСТО В «МИРОВОЙ ТАБЕЛИ О РАНГАХ»	ГОСУДАРСТВО МЕСТОНАХОЖДЕНИЯ	МЕСТОРОЖДЕНИЕ	ДОБЫЧА В 2010 Г.(МЛН Т)	ДОБЫЧА В 2012 Г. (МЛН Т)
1	I	САУДОВСКАЯ АРАВИЯ	Гхавар	250	254,1
2	III	КУВЕЙТ	Большой Бурган	80	82
3	IV	ИРАК	Румайла	65	77,1
4	VI	ИРАН	Ахваз	35	36,2

5	IX	ОАЭ	Аль-Закум	27,5	28,5
6	X	САУДОВСКАЯ АРАВИЯ	Шайба	27,5	27,1
7	XII	ИРАН	Марун	26	26,3
8	XIV	САУДОВСКАЯ АРАВИЯ	Зулуф	25	26,1
9	XV	ИРАН	Гечсаран	24	21,8
10	XIX	САУДОВСКАЯ АРАВИЯ	Абкаиик	20	18,2

Источник: *Ежегодный отчет об экономическом развитии арабских стран 2012 год. Арабский валютный фонд. Рабат, Марокко 2012 год*

Нефтегазоносный бассейн Персидского Залива делится на 7 районов:

1. Басра-Кувейтский район — территория Кувейта и южная часть Ирака. Основные месторождения — Большой Бурган, Румайла, Лулу-Эсфандиар, Сафания-Хафджи, Азадеган, Даште-Абадан, Западная Курна, Меджнун. В этом районе находятся все углеводородные запасы Кувейта и 70% запасов нефти и газа Ирака.

Сафания-Хафджи (Safaniya) - газонефтяное месторождение в Саудовской Аравии и Кувейте. Открыто в 1951 году. Залежи расположены на глубине 1,5-3,4 км.

2. Месопотамский район — территория Ирака, частично Сирии и Турции. Основные месторождения нефти и газа — Киркук, Восточный Багдад.

Киркук — газонефтяное месторождение в Ираке. Эксплуатируется с 1934 года. Залежи находятся на глубине 0,3-1,4 км. Геологические запасы газа составляют около 80 млрд м³.

3. Предзагросский район охватывает южную часть Ирана. Основные месторождения нефти и газа — Ахваз, Фердоус, Новвруз, Марун, Гечсаран. Основные месторождения газа — Южный Парс, Ассалуйе, Северный Парс, Пазанун. В этом районе находятся все нефтяные и 98% газовых запасов Ирана.

Фердоус (Ferdows) - крупнейшее нефтегазовое месторождение Ирана, находящееся в Персидском заливе в 190 км юго-восточнее города Бушира и в 85 км от побережья. Открыто в 2003 году. У Фердоус имеется газовая шапка - это месторождение Маунд. Оно находится на побережье вблизи города Бушир.

Геологические запасы месторождения оцениваются в 300 млрд м³ природного газа.

Северное/Южный Парс — супергигантское нефтегазовое месторождение в мире, которое находится в центральной части Персидского залива в территориальных водах Катара (Северное) и Ирана (Южный Парс). Северное и Южный Парс разделены тектоническим разломом. Запасы месторождения оцениваются в 28 трлн. м³ газа.

Северное (North) — это южная (катарская) часть газового гиганта Северное/Южный Парс, которая расположена в Персидском заливе к северо-востоку от Катара. В состав месторождения Северное входит еще 2 нефтяных месторождения - Эш-Шахин и Бул-Ханайн. Северное было открыто в 1971 году. Запасы Северного оцениваются в 13,8 трлн. м³ газа.

Южный Парс (South Pars) — это северная (иранская) часть газового месторождения Северное/Южный Парс, которое расположено в Персидском заливе к северо-востоку от Катара. Южный Парс был открыт в 1990 году.

Южный Парс занимает площадь в 3700 кв. км. Месторождение содержит 7% мировых запасов газа и 38% суммарных запасов газа Ирана. Запасы Южного Парса оцениваются в 14,2 трлн. м³ газа.

Поле газа Южный Парс - наибольшее поле газа в мире. Оно находится на границе с Катаром в Персидском Заливе в 100 км от иранской береговой линии. Сегодня имеются планы эксплуатации месторождения, расписанные по 12 фазам с указанием численных характеристик добычи нефти, газа и получения серы.

Северный Парс - гигантское газовое месторождение в Иране, в

акватории Персидского залива. Открыто в 1967 году. Залежи находятся на глубине 2700-3000 м. Начальные запасы природного газа оценивались в 1,33 трлн куб.м.

Кенган — крупное газоконденсатное месторождение в Иране. Расположено на побережье в районе одноименного города (остан Бушир). Открыто в 1960 году.

Газовое месторождение Кенган относится к Предзагросскому нефтегазоносному району. Газоносность связана с отложениями пермского возраста. Залежи находятся на глубине 3,0-3,3 км.

Начальные запасы природного газа оценивались в 0,8 трлн. м³, а вместе с газовыми месторождениями Нар (250 млрд м³) и Ассалуе (250 млрд м³) составляют 1,3 трлн. м³.

Агаджари — газоконденсатно-нефтяное месторождение, одно из крупнейших в Иране. Открыто в 1938 году. Плотность нефти составляет 0,85 г/см³, содержание серы (S) равно 1,42 %. Начальные запасы нефти оценивались в 1,3 млрд т, газа – в 263 млрд м³.

В настоящее время в мире существует неформальный клуб газовых экспортеров – Форум стран-экспортеров газа (ФСЭГ). ФСЭГ был образован в 2001 году. В него входят Россия, Алжир, Нигерия, Венесуэла, Египет, Индонезия, Иран, Ливия, Тринидад и Тобаго, Катар, Оман, ОАЭ, Бруней, Малайзия и Индонезия. Участники форума добывают в совокупности около 40% всего мирового извлекаемого газа и располагают примерно 70% мировых запасов этого природного ресурса.

На фоне всё возрастающей роли газовой промышленности в мировом хозяйстве, немаловажно формирование законодательной базы, которая будет учитывать интересы всех сторон и защищать их, опираясь на опыт действующих нефтегазовых законодательных актов и норм, таких, например, как Ирак и Иран.

Ирак.

Обсуждаемый, но так до сих пор и не принятый с 2007 г. в Ираке проект рамочного закона «Об углеводородных ресурсах» содержит ряд чрезвычайно принципиальных положений в части, касающейся деятельности специально созданных органов и структур, которые призваны разрабатывать и осуществлять различные направления энергетической политики государства.

Положения законопроекта применимы ко всем операциям и действиям, проводимым в отношении недр на территории государства, за исключением операций по перегонке, использованию в промышленных целях, хранению и распространению углеводородных ресурсов.

В статьях документа подробно прописывается компетенция органов государственной власти при регулировании отношений в этой области. Так, в ст. 5 говорится, что создание законодательства об углеводородах находится в ведении Совета представителей, который должен одобрять все международные договоры в нефтегазовой сфере, заключенные Ираком. Совет министров отвечает за нефтегазовую политику Ирака и обязан вести наблюдение за ее реализацией, включая внесение предложений в нефтегазовое законодательство страны. Поэтому все законодательные инициативы Совета представителей в области использования углеводородных ресурсов должны будут получать рекомендации Совета министров. Предлагается создать Федеральный совет по нефти и газу (ФСНГ).

В частности, ФСНГ уполномочен одобрить или изменить форму договора на разведку или добычу, принимая во внимание природу месторождения или исследуемой области, с целью обеспечения максимальной выгоды для граждан Ирака. Важными его функциями также является установление квалификационных критериев для нефтегазовых компаний и передача им прав на исследование месторождения и последующую добычу сырья.

Законопроект детально регулирует компетенцию органов государственной власти. Согласно документу, в их ведении находятся вопросы лицензирования видов деятельности, связанных с разведкой и добычей на открытых, но неразработанных участках, в соответствии с распоряжениями и заявлениями ФСНГ совместно с квалифицированными международными нефтегазовыми компаниями.

В то же время документ предполагает передачу крупнейших иракских месторождений в «полное и эксклюзивное управление» ведущим западным компаниям сроком на 32 года (ст.13F). Этот пункт разрешает иностранным компаниям вести свою деятельность в Ираке на основе партнерства, а не собственности – по Конституции Ирака и в соответствии со ст.1 законопроекта, все недра принадлежат народу Ирака.

Иран.

Летом 2002 г. в Исламской Республике Иран был принят новый закон о привлечении иностранных инвестиций, который должен был детально регламентировать порядок привлечения зарубежного капитала. Принятие нового нормативного акта не отменило действие закона 1975 г. о создании Организации по инвестиционному, экономическому и технологическому содействию (ОИТЭС). Как и ранее действующий, новый закон оставил довольно сложным порядок иностранного инвестирования в нефтегазовый сектор иранской экономики.

В частности, не разрешается создание предприятий со 100% иностранным капиталом, зарубежной стороне обязательно наличие иранского партнера. После прохождения установленной законом процедуры регистрации созданное предприятие получает в соответствующем иранском министерстве установочную лицензию и заключают базовое соглашение.

Казалось бы, все предельно просто, однако, несмотря на законодательную модернизацию, в практической плоскости сохранилось достаточно много ограничений для иностранного инвестирования.

Запутанным остался процесс получения разрешений на ведение деятельности; неопределенным остался вопрос об отраслевом долевом участии иностранного капитала; запрещено использование зарубежных средств, если оно может привести к возникновению монопольного положения, получению особых прав и привилегий; недопустимы концессионные соглашения, а также прямые инвестиции иностранного правительства.

Тем не менее есть и прогрессивные моменты. Под правовую норму введены новые формы привлечения иностранных инвестиций, в том числе buy-back и BOT (build-operate-transfer).

Первая юридическая форма сотрудничества предоставляет иностранному инвестору право вернуть начальные инвестиции (изначально инвестированная сумма; в отличие от текущей стоимости инвестиционного актива) по заранее согласованной фиксированной ставке за счет товаров и услуг, произведенных в рамках проекта.

Условия BOT предполагают постепенную передачу объекта в собственность иранского заказчика по мере возмещения затрат инвестора.

Инвесторы неохотно идут на подписание такого рода контрактов, поскольку после возврата затраченных средств и получения положенных процентов, они полностью уходят с объекта, который затем начинает работать исключительно на Иран. В этой связи иностранные инвесторы пытаются убедить иранское руководство пойти на более выгодные для них сделки на условиях СРП.

Однако, несмотря на желание Ирана повысить инвестиционную привлекательность нефтегазовой отрасли, юридического закрепления СРП в местном законодательстве до сих пор не получили. В последнее время иностранный капитал в экономике Ирана привлекается на условиях, при которых инвестор после ввода в эксплуатацию объекта получает платежи в валюте.

Инвестиционное законодательство Ирана отвечает ряду международных стандартов: предлагает иностранному капиталу национальный режим и режим наибольшего благоприятствования, а также снимает ограничения на участие иностранных инвесторов в государственных секторах иранской экономики.

Несмотря на предоставленные иностранному инвестору гарантии со стороны государства, сохраняется неопределенность в правовой защите зарубежных капиталовложений, что и обуславливает чрезвычайно низкий уровень чистого притока прямых иностранных инвестиций в иранский ТЭК.

Перспективы развития нефтегазоносного бассейна связаны с поисками нефти и газа в пределах акватории Персидского залива, а также на юге бассейна, на территории впадины Руб-эль-Хали.

Современный мир перестал делиться на капиталистический и социалистический лагерь. Однако линии разделения не исчезли. В условиях усиливающегося углеводородного голода все более явным становится разграничение на «мир Upstream» и «мир Downstream».

Страны, являющиеся основными потребителями энергоресурсов, обладают слишком малыми запасами нефти и особенно газа. И наоборот: страны, владеющие запасами, – не самые крупные их потребители. В итоге эти два мира исповедуют прямо противоположные стратегии. Первые пытаются любыми путями получить доступ к запасам, вторые – долю на рынке конечного потребителя.

Большинство стран бассейна Персидского залива: Ирак, Иран, Кувейт, Саудовская Аравия, ОАЭ - относят к числу экономик с экспортосырьевой ориентацией. Вместе с тем глобальная роль стран Персидского залива чрезвычайно важна. Средние темпы экономического роста арабских стран за последние два десятилетия – 3–6,4 %. Каждая из них по-своему своеобразна и тем привлекательна для внешних партнеров.

Обладая крупными энергетическими ресурсами, монархии

Персидского залива относятся к наиболее платежеспособным странам мира и являются донорами и спонсорами менее развитых арабских собратьев.

В странах Персидского залива с разной интенсивностью и направленностью идет индустриализация, развивается инфраструктура. Регион полностью или почти полностью удовлетворяет за счет импорта свои потребности во многих видах сырья и полуфабрикатов, в частности в древесине и пиломатериалах, прокате черных и цветных металлов, в некоторых видах минеральных удобрений.

В начале 2010 года страны Персидского залива намереваются перейти на единую валюту (динар Залива). Вопрос о создании единой валюты наиболее активно лоббируют ОАЭ.

ОАЭ предложили взять на себя заботу по организации работы регионального центрального банка. В рамках перехода на единую валюту предусматривается, что золотовалютные резервы нового азиатского пространства должны покрывать, по меньшей мере, полугодовой импорт нефти из региона. В этой связи первоочередной задачей стран Персидского залива на данном этапе является увеличение золотовалютных резервов и поддержание их на высоком уровне, а также сокращение долга этих государств.

Катар владеет разведанными резервами газа объемом более 25 триллионов м³, что составляет 13% всех известных мировых запасов и делает Катар третьей страной в этой сфере после России и Ирана. Катар стремится стать крупнейшим экспортером сжиженного природного газа (СПГ), и для достижения этой цели министр энергетики и промышленности Катара Абд Аллах ибн Хамад аль-Аттия обнародовал планы по инвестированию к 2012 году 75 млрд. долларов в несколько серьезных проектов в нефтегазовой сфере, а также в сфере развития инфраструктуры. Кувейт также разрешил работать на своей территории и иностранным банкам для привлечения инвестиций.

Таким образом, можно заключить, что наряду с уже устоявшейся и общепризнанной ролью стран-экспортеров нефти, страны Персидского залива занимают немаловажное положение в сфере инвестиций. В настоящее время государства Персидского залива образуют крупный финансовый центр на Ближнем Востоке.

2.2. Динамика и факторы развития газовой промышленности Катара

Основу экономики Катара составляет добыча нефти и газа. Эта отрасль обеспечивает более 55% ВВП, около 85% доходов от экспорта и 70% государственных доходов. Обнаруженные запасы нефти оцениваются в 25,5 млрд. баррелей, а природного газа – в 25,9 триллионов куб. м. (третьи по величине запасы газа в мире).

Хотя Катар является членом Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) и добывает достаточно большие объемы нефти, в последнее время, правительство страны отводит больше ресурсов на развитие газовой промышленности, особенно на экспорт сжиженного природного газа (СПГ). По имеющимся сведениям, в 2006 г., Катар обогнал Индонезию и стал самым крупным экспортером СПГ в мире. Доходы нефтяного и газового секторов страны составляют 60 процентов от внутреннего национального продукта (ВНП). Большая часть общего потребления энергии Катара приходится на природный газ (79 процентов), хотя баланс выводится за счет поступлений от нефти.

Таблица 9

Показатели современного развития ТЭК Катара, 2000-2010 гг.

Показатель	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Доказанные запасы нефти, млрд. барр.	16,9	27,9	26,8	25,9	25,9	24,7
Добыча нефти, млн. т	36,1	47,3	60,8	57,9	65,7	63,1
Потребление нефти, тыс. барр./день	2,0	4,0	6,2	6,2	7,4	7,5

Доказанные запасы газа, трлн. куб. м	14,4	25,6	25,4	25,3	25,3	25,9
Добыча газа, млрд. куб. м	23,7	45,8	77,0	89,3	16,7	18,2
Потребление газа, млрд. куб. м	9,7	18,7	19,3	20,0	20,4	20,1
Производство электроэнергии, млрд. кВт\ч	9,1	14,4	21,6	24,8	24,9	24,9
Потребление электроэнергии, млрд. кВт\ч	7,7	12,1	18,2	20,9	21,1	21,0

Источник: *BP Statistical Review of World Energy, июнь 2012, МЭА*

Северный газовый промысел Катара содержит более 25 трлн. м³ запасов природного газа, это самое крупное месторождение газа (где газ добывается без нефти) в мире.

Согласно данным журнала «Oil & Gas Journal» на сентябрь 2012 г. Катар обладает 25,7 триллионами м³ достоверных запасов природного газа, что составляет около 15% всех мировых запасов природного газа. Таким образом, Катар стоит на третьем месте по запасам природного газа, уступая России и Ирану. Большая часть запасов природного газа Катара находится в морском месторождении North Field, оно является самым большим месторождением в мире, где природный газ добывается без нефти.

North Field является геологическим продолжением иранского месторождения South Pars, которое содержит еще 7,9 трлн.м³ природного газа.

Добыча природного газа в Катаре значительно увеличилась за последние десять лет. Согласно данным SaudiAramco Annual Report за 2011 г. Катар добывал 43,5 млрд. м³ природного газа или более чем в три раза больше, чем он добывал в 1995 г. (13,5 млрд. м³). По имеющимся данным потребление природного газа в Катаре в 2011 г. составляло 16,4 млрд. м³.

За 2008 г. страна экспортировала 27,9 млрд. м³ природного газа, весь экспортируемый газ был сжиженным природным газом (СПГ). Эта цифра вывела Катар в лидеры поставок природного газа за этот год. В будущем Катар будет экспортировать природный газ по трубопроводу, как часть проекта «Дельфин».

В 1997 г. Катар начал экспортировать СПГ, отправляя небольшие объемы (5.7 млрд. куб. фут или 120 000 метрических тонн) в Испанию. В 2008 г. Катар экспортировал 27,9 млрд. м³ (20.1 миллионов метрических тонн) СПГ, что составляло 14.5 процентов мировой торговли СПГ. Из этого количества 8,9 млрд. м³ было отправлено в Японию, 8,3 млрд. м³ в Южную Корею, 6,03 млрд. м³ в Индию, 4,5 млрд. м³ в Испанию и 84 млн. м³ в США (таблица 10).

Таблица 10

*Структура внешней торговли Катара сжиженным природным газом
(в % соотношении)*

Страны импортёры	2008год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год
ВСЕГО:	100%				
<u>из них в Европу</u>	50,1	45,8	43,9	42	42,4
Испания	23	23,3	23,2	20,9	21,5
Бельгия	17,5	17,1	14,1	14,4	14,8
Великобритания	9,6	5,4	6,6	6,6	6,1
<u>из них в Азию</u>	39,9	42,1	46,1	48	48,4
Япония	19,2	19	21	23,1	23,3
Китай	11	12,8	12,9	13	13
Южная Корея	2,1	2,4	4,1	3,6	3,7
Индия	7,6	7,9	8,1	8,3	8,4
<u>из них в США</u>	3,5	3,5	3,1	2	1,5
<u>из них в страны Ближнего Востока</u>	2,2	3	2,9	3	2,1
<u>Из них в прочие страны</u>	4,3	5,6	6	5	3,6

Источник: Annual review- countries/ Qatar.USA energy information administration. New York 2012

В 2006 г. аналитики, отслеживающие состояние дел в промышленности, отметили, что Катар обогнал Индонезию и стал самым крупным экспортером СПГ в мире. Это случилось отчасти из-за проблем с

добычей природного газа, служащего исходным материалом, с которыми столкнулась Индонезия. В марте 2007 г. Катар закрепил свою лидирующую роль на мировом рынке СПГ. Это произошло после того как «RasGas» завершил свою пятую серию выпуска СПГ, это дало стране 42,5 млрд. м³ годовой производительности по ожижению, которая явилась самой большой в мире. Катар планирует увеличить свой потенциал по производству СПГ, доведя его до 107 млрд. м³ /г к 2015 г.⁷

Проект «Дельфин»

Катар является участником проекта «Дельфин», который должен объединить сети природного газа Омана, Объединенных Арабских Эмиратов (ОАЭ) и Катара, первым в регионе персидского залива трубопроводом природного газа, проходящим через все упомянутые страны. Данный проект разрабатывается организацией «Dolphin Energy» - консорциумом, принадлежащим компании Mubadala Development Company, которая работает от имени правительства Абу Даби и имеет 51 процент долей в этом проекте, компания «Total» имеет 24.5 процента и компания «Occidental Petroleum» имеет также 24.5 процента доли участия в этом проекте. В настоящее время по трубопроводу проходит 400 млн.куб.фут/день природного газа из Катара в ОАЭ и Оман, «Dolphin Energy» предполагает довести этот объем до 85 млн. м³/день к концу 2013 г. Компания также обговаривает с правительством Катара вопрос увеличения пропускной способности трубопровода до 90,6 млн. м³/день при условии, что дополнительные поставки природного газа будут осуществляться из промысла the North Field.

Большая часть проектов будущего увеличения добычи природного газа связана с большим месторождением природного газа на севере страны «North Field».

⁷ Отчеты RasGas и Qatargas за 2005, 2010 гг.

В 2005 г. правительство Катара стал беспокоить факт слишком быстрой разработки запасов природного газа на промысле «North Field».

Такие темпы могли бы привести к падению давления в газоносных пластах и, возможно, снизить их продуктивность. В начале 2005 г. правительство наложило мораторий на разработку новых проектов природного газа на промысле «North Field», в ожидании результатов изучения газоносных пластов месторождения.

Вместе с тем, такое состояние дел не означает, что проекты, которые были одобрены или уже были запущены до моратория, будут каким-то образом ущемляться, от этих проектов ожидают серьезного увеличения добычи природного газа в Катаре в последующие пять лет.

В ноябре 2005 г. ExxonMobil приступила к добыче природного газа в блоке Аль Халил на месторождении «North Field», производя 21,2 миллионов кубических метров в день. В июле 2008 г. компания объявила о своем решении инвестировать \$3,5 миллиарда для увеличения добычи к 2015 г. до 87,8 млн. кубических метров в день.⁸

Данное увеличение добычи будет использоваться как топливо для электростанций и промышленных объектов в Ras Laffan, на проекте по выпуску сжиженного природного газа компании RasGas и, в качестве исходного сырья, на проекте по газовым жидкостям в Ориксе.

ExxonMobil является самым крупным зарубежным инвестором, вкладывающем средства в развитие проектов на месторождении «North Field» в Катаре.

Кроме Аль Халила компания также участвует в работе по увеличению добычи газа на проектах компаний RasGas и Qatargas, каждая из которых будет опираться в ближайшие несколько лет на значительное увеличение в добыче природного газа из месторождения «North Field»

⁸ Annual statistical review 2010 ExxonMobil

Газовые жидкости

В феврале 2007 г. ExxonMobil отменила ранее запланированный проект «Палм» по производству газовых жидкостей мощностью 154 000 баррелей в день, который, в случае воплощения, был бы крупнейшим заводом по производству газовых жидкостей в мире.

Технология переработки газа в жидкость (ПГЖ) использует процесс перегонки для превращения природного газа в жидкие виды топлива, как например, дизель и нефть, содержащие малое количество серы. В Катаре проектам ПГЖ в последнее время уделяется много внимания, так правительство страны поставило цель доведение объема выпуска ПГЖ до 500 000 баррелей в день к 2015 г. Однако отмена и задержка проектов, в связи с исследованиями запасов на «North Field», существенно снизили поставленную планку. В феврале 2007 г. ExxonMobil объявила о своем решении отменить свои планы по выпуску ПГЖ на проекте «Палм» в связи с возросшими ценами. Изначально проект «Палм» намечал выпускать 154 000 баррелей в день жидкостей на экспорт, однако заложенные цены резко возросли с \$7 миллиардов до \$15 миллиардов, согласно оценки экспертов. Вместо этого, компания решила осуществить разработку газового проекта «Barzan» на «North Field», по плану этот проект должен поставлять 42.5 млн. м³ в день природного газа на внутренний рынок Катара, начиная с 2012 г. , т.е. после запуска проекта «Barzan».

С 2012 г. Катар начал выпускать 177 000 баррелей в день ПГЖ на своих двух предприятиях: на заводе ПГЖ Оринкс и на проекте ПГЖ Перл. Завод Оринкс, занимающийся выпуском ПГЖ, является совместным предприятием Qatar Petroleum (51 процент) и Сассол-Шеврон ПГЖ (49 процентов), его производительность равна 34 000 ббл/д жидкого топлива. Завод был формально сдан в июне 2006 г. , однако технические проблемы не позволили этому консорциуму начать экспорт продукции до апреля 2007 г. В

зависимости от результатов исследования, проводимого на North Field, Оринокс примет решение об увеличении выпуска продукции.

В феврале 2007 г., ExxonMobil объявила о своем отказе от планов по строительству завода по выпуску ПГЖ, Shell провела торжественную церемонию по началу работ на проекте Pearl по выпуску ПГЖ. 51 процент завода Pearl будет принадлежать КП, в то время как Shell будет выступать оператором проекта, имея в активе 49 процентов долей завода. Согласно плану, завод будет использовать 1.6 бкф/д исходного природного газа для производства 140 000 ббл/д продукции ПГЖ так же как 120 000 ббл/д конденсата и сжиженного нефтяного газа (СНГ). Проект Перл ПГЖ будет строится отдельными стадиями: первая стадия уже принесла 70 000 ббл/д ПГЖ объема продукции в 2010 г. и вторая - должна началась в 2011 г. Как и на проекте Palme, инициатива Shell по проекту Перл, также испытала на себе серьезный рост цен. Изначально проект оценивался в 4 миллиарда долларов США, однако некоторые источники считают, что данное предприятие обойдется в сумму между 12 и 18 миллиардов долларов США. Проект Перл станет первым интегрированным ПГЖ предприятием в мире, что означает, что он будет осуществлять добычу природного газа в режиме upstream, связанную с заводом на суше, который будет производить его дальнейшую переработку.

Организация сектора

«Qatar Petroleum» играет доминирующую роль в секторе природного газа, так же как и в секторе нефти. «Qatar Petroleum» является главным звеном по производству работ по разведке и добыче природного газа, а также играет важную роль по его переработке, поставкам и т.п. Большинство новых событий, связанных с сектором природного газа фокусируются на широкомасштабных проектах, связанных с экспортом СПГ или с продвижением промышленных предприятий, занятых переработкой природного газа, которые используют его в качестве исходного материала

для выпускаемой продукции. Это является причиной того, что Катар вовлекает в работу иностранные компании, имеющие высокие технологии и опыт в интегрированных мега проектах, к этим компания относятся ExxonMobil, Shell и Total. В секторе СПГ Катара доминирует компания Qatargas и компания Ras Laffan (RasGas). Компания RasGas на 70 процентов принадлежит «Qatar Petroleum», оставшиеся 30 процентов принадлежат ExxonMobil. Что касается консорциума Qatargas, то он включает в себя «Qatar Petroleum», Total, ExxonMobil, Mitsui, Marubeni, ConocoPhillips и Shell. В каждом отдельно взятом случае, точное распределение долей отличается от проекта к проекту. Компании, занимающиеся СПГ, сами решают вопросы, связанные с транспортировкой природного газа, будь то проекты, работающие в режиме upstream или downstream, в то время как компания Qatar Gas Transport Company (известная под именем “Nakilat”, по-арабски «перевозчики»), несет ответственность за транспортировку катарского СПГ.

Для Катара важна привязка газовых цен к нефтяным именно в сложившихся на сегодняшний день условиях. Дело в том, что в этом случае у стран ОПЕК, в частности у Катара, появляется возможность косвенного влияния на газовые цены через корректирование квот на добычу нефти. Так, страны ОПЕК обеспечивают 39,6% мирового спроса на нефть (на конец 2009 г.). Доля же газа, добываемого странами ОПЕК, в общемировой добыче ниже и напрямую влиять на формирование цен на газ они пока не могут. Но такая позиция оправдана лишь в случае роста цен на нефть. Так, сегодня на мировом нефтегазовом рынке мы можем наблюдать ситуацию, когда на фоне роста мировых цен на нефть наблюдается избыток предложения газа.

Однако в перспективе до 2030 г. ожидается увеличение доли газа и уменьшение доли нефти в мировом энергетическом балансе (согласно прогнозу IEA, к 2030 г. доля газа увеличится с 22,9 до 23,3%, а доля нефти сократится с 36,5 до 31,8%). При этом, на мой взгляд, спрос на газ начнет возрастать уже в ближайшие 5 лет с выходом мировой экономики на новый

цикл экономического подъема и исчерпанием потенциала энергосберегающих технологий, которые получили активное распространение именно в кризисный период. В этом случае, когда темпы роста мирового потребления газа будут расти, а нефти падать, предпочтительнее формирование цен на газ на свободном спотовом рынке газа независимо от конъюнктуры мирового нефтяного рынка. Так, Еврозона в целом показывает рост основных макроэкономических показателей, что позволяет говорить об оживлении спроса на газ и росте цен на него. Это позволит уравнивать нефтяные и газовые цены и сбалансировать мировой нефтяной и газовый рынок.

Поэтому можно сказать, что в целом объективных причин в будущем (до 2015-2020 гг.) привязки газовых цен к нефтяным для импортеров газа нет. А тенденция сформированная свободного спотового рынка газа будет получать более широкое распространение.

2.3. Перспективы развития газовой промышленности Катара

Катар в меньшей степени пострадал от последствий мирового финансового кризиса, чем экономики других стран Персидского залива. Макроэкономические показатели характеризуются стабильностью и устойчивым ростом (Таблица 9). Так, рост реального ВВП в 2010 г. составил 16,3%, а в 2011 г. ожидается 20%, благодаря чему Катар входит в число стран с наиболее быстро развивающимися экономиками. При этом Катар в 2010 г. вышел на 1-е место в мире по величине ВВП по ППС на душу населения (более 88 тыс. долл. на человека), обогнав многолетнего лидера – Люксембург.

Таблица 9

Основные макроэкономические индикаторы Катара, 2007-2012 гг.

Показатель	Ед.изм.	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ВВП номинальный	млрд. долл.	80,8	110,7	98,3	126,9	160,5	198,7

ВВП реальный	% к пред. году	26,8	25,4	8,6	16,3	20,0	17,7
Инфляция	(ИПЦ) % в год	13,8	15,0	-4,9	-2,6	3,0	3,5
Безработица	% раб. силы	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Экспорт	млрд. долл.	50,5	72,7	48,3	67,2	88,9	95,4
Импорт	млрд. долл.	27,2	35,4	30,1	35,7	39,5	48,9
Сальдо счета тек. операций	% ВВП	20,2	32,2	10	21,9	38,8	35,9
Бюджетное сальдо	% ВВП	9,8	10,6	14,2	9,7	10,2	11
Золотовалютные резервы	млрд. долл.	9,5	9,8	18,4	26,8	30,7	33,8

Источник: МВФ, расчеты РЭА

Развитие промышленного сектора страны является неотъемлемой частью плана правительства Катара по диверсификации экономики и максимизации запасов природного газа, который является основным сырьем для промышленности. Основу сектора составляет добыча и переработка углеводородов, производство удобрений и строительных материалов. Промышленность дает 78,9% добавленной стоимости ВВП.

На 2010 г. доказанные запасы газа в Катаре составляли 25,3 трлн. куб. м (это 13,5% от общемировых). Почти 99% этих запасов сконцентрированы на крупнейшем в мире морском месторождении «Северное», разработка которого началась в 1991 г.

Добыча газа в Катаре растет быстрыми темпами: с 6,3 млрд. куб. м в 1990 г. до 116,7 млрд. куб. м в 2010 г. За 20 лет объемы добычи увеличились в 18 раз. В результате в 2010 г. по объемам добычи газа страна занимала 5-е место в мире после России, США, Канады, Ирана. Доля Катара в мировой добыче составила 3,6%.

В проектах по производству СПГ с участием Qatar Petroleum и иностранных нефтегазовых компаний было создано 2 совместных предприятия: Qatargas Operating Company Limited (Qatargas) и Ras Laffan Company Limited (RasGas). 63% акций RasGas принадлежит Qatar Petroleum, 25% – американской компании ExxonMobil, 5% – корейской Kogas, 4% – японской Itochu Corporation и 3% – LNG Japan Corporation. Qatar

Petroleum контролирует 65% акций Qatargas. В консорциум также входят французская Total (20%), американская ExxonMobil (10%), японские Mitsui и Marubeni (по 2,5%).⁹

По состоянию на 2011 г., в Катаре эксплуатируется 13 технологических линий по производству сжиженного газа общей мощностью более 70 млн. т в год. Все заводы расположены в г. Рас Лаффан. Первый завод по производству СПГ был введен в строй компанией Qatargas в 1996 г., а первые экспортные поставки начались в 1997 г. Катар является мировым лидером по экспорту СПГ, обеспечивая около 25% мирового рынка. Экспортные поставки СПГ из Катара осуществляет катарская частная компания Qatar Gas Transport Company (Nakilat). В 2010 г. объем экспорт СПГ из страны составил 75,7 млрд. куб. м (доля СПГ в газовом экспорте страны достигает 80%).

Основными импортерами СПГ из Катара являются Великобритания, Индия, Республика Корея и Япония – на них в сумме приходится почти 60% экспорта.

Великобритания недавно стала важным покупателем катарского СПГ, ее объемы импорта увеличились с 1 млрд. куб. м в 2008 г. до 13,9 млрд. куб. м в 2010 г. Это связано с планом Катара по равномерному распределению объемов между различными региональными рынками сбыта. Изначально основным направлением для катарского СПГ были рынки АТР, но сейчас все большее внимание уделяется рынкам Европы и Индии.

Экспорт газа из Катара по трубопроводам начался позже, чем экспорт СПГ, лишь в 2007 г. с вводом в эксплуатацию газопровода «Дельфин» (мощностью 33 млрд. куб. м газа в год), соединившего Катар с ОАЭ и Оманом. Оператором проекта является СП Dolphin Energy, образованное компаниями Mubadala Development Company (ОАЭ) – 51%, Total

⁹ Qatar Petroleum statistical review 2012

(Франция) и Occidental Petroleum (США) – по 24,5%. В 2010 г. экспорт составил 19,1 млрд. куб. м, из них 17,2 млрд. куб. м (90%) пришлось на ОАЭ и 1,9 млрд. куб. м – на Оман.

Сотрудничество «Qatar Petroleum» и «ExxonMobil» привело к результатам, которые едва ли можно было ожидать еще десять лет назад. Разработка и внедрение новых технологий обеспечили рентабельность новых поставок газа на растущий мировой рынок.

В 1990-е годы перед государством Катар встала серьезная задача и блестящая перспектива – освоение крупнейшего в мире месторождения природного газа, расположенного далеко от электростанций и промышленных рынков мира.

Катар рассматривал множество вариантов максимального увеличения отдачи от своих запасов газа, в том числе производство сжиженного природного газа (СПГ), поставки его на внутренний рынок и организацию химического производства. Немногие компании обладали достаточным опытом и финансовыми ресурсами, позволяющими реализовать столь масштабную и диверсифицированную концепцию. Вопрос частично решался экономией за счет больших объемов. Определяющую роль сыграли новые технологии и специальный опыт их успешного внедрения. При этом не меньшее значение имели планирование и фактическая реализация проекта, контроль затрат и организация договоров по привлечению миллиардных инвестиций.

Сегодня компании «Катар Петролеум» и «ЭксонМобил» уже решили эти задачи. Спроектированы и построены предприятия по переработке газа, конденсата и сжиженного газа. Ряд инвестиционных проектов уже реализован, включая сооружение линий СПГ и трубопроводного газа, в рамках которых будет произведено свыше 25 млрд баррелей нефтяного эквивалента.

Проекты поставок газа на внутренний рынок

Компании «Qatar Petroleum» и «ExxonMobil» совместно ведут два проекта – «Аль-Халидж» и «Барзан» – по поставке газа на внутренний рынок и строительству газопроводов. Проект «Аль-Халидж» должен обеспечить поставки трубопроводного газа для производства электроэнергии на местном и региональном уровне. В 2005 году был завершен первый этап проекта – «Аль-Халидж-1». В настоящее время выполняется второй этап – «Аль-Халидж-2», – в результате которого добыча природного газа будет увеличена более чем в два раза. «ExxonMobil» также сотрудничает с правительством государства Катар и компанией «Qatar Petroleum» по дальнейшей реализации проекта трубопроводного газа «Барзан». После запуска проектов «Барзан» и «Аль-Халидж-2» на Северном месторождении будет добываться около 3 млрд куб. футов природного газа в сутки для удовлетворения спроса производственных и инфраструктурных объектов Катара.

Доступ к рынкам

Для коммерческого освоения ресурсов партнерам необходимо было найти соответствующие рынки газа. Сотрудничество с «Qatar Petroleum» и огромный мировой опыт «ExxonMobil» в области маркетинга газа позволили бы в перспективе успешно выйти на такие традиционные рынки сжиженного газа в Азии, как Япония и Корея, а также реализовать новые возможности в Европе и США.

Совместно готовится к вводу в эксплуатацию два новых морских терминала регазификации СПГ: Саут Хук (South Hook) в Великобритании и Голден Пасс (Golden Pass) в США. Кроме того, проектируется первый в мире морской терминал в Северной Адриатике у северо-восточного побережья Италии. У компаний есть доступ к европейской инфраструктуре, включая права на пропускные мощности терминала «Флюксис Зеебрюгге» (Fluxys Zeebrugge) в Бельгии.

Особенности развития газовой промышленности Узбекистана.

Разведанные запасы природного газа в мире в период 2000-2009 гг. выросли в 2,5 раза, как результат открытия гигантских месторождений в Алжире, Западной Сибири, Узбекистане, Туркменистане, Иране, Северном море.

Нефтегазоносность Республики Узбекистан – одна из факторов устойчивого развития страны и основной базы ТЭК страны. Экономическая политика, проводимая руководством нашей республики, направлена как на модернизацию всех сфер жизни нашей страны, повышение её уровня развития, посредством грамотного и эффективного использования имеющихся средств и национальных богатств.

По данным Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз», ежегодно республика экспортирует не менее 60 процентов сжиженного природного газа. В 2010 году узбекский сжиженный газ поставлялся на экспорт в Российскую Федерацию (около 17 процентов от общего экспортного количества), Украину (около 12 процентов), Афганистан (свыше 9 процентов), а также в Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Иран, Венгрию, Австрию и Китай.

В настоящее время производство сжиженного газа в Узбекистане осуществляют шесть предприятий, входящих в структуру НКК «Узбекнефтегаз».

Таблица № 11

Удельный вес объёма производства СПГ в Узбекистане (%)

	Шуртанский ГХК	Мубарекский ГПЗ	Ферганский НПЗ	УДП «Шуртаннефтегаз»	УДП «Мубарекнефтегаз»
2010	43,4	25,6	14,4	12,2	4,3
2011	45,9	25,3	12,3	12,1	4,3
2012	48	25,1	10,4	12,2	4,3

Источник: Государственный комитет Республики Узбекистан по статистике

Эти пять структур производят свыше 95 процентов сжиженного газа в стране. Самым крупным производителем сжиженного газа в республике является Шуртанский газохимический комплекс (ГХК) (Кашкадарьинская область). Строительство и пуск Шуртанского ГХК является одним из лучших проектов, реализуемых компанией «Узбекнефтегаз» в годы независимости. Строительство технологической части комплекса велось консорциумом в составе ABB Lummus Global (Германия), ABB Soimi (Италия), Mitsui&Co. Ltd., Nissho Iwai Corp. и Toyo Engineering Corp. (Япония). Строительство было осуществлено в рекордно короткие сроки: 20 декабря 2001 года Шуртанский ГХК был торжественно введен в эксплуатацию. В августе 2002 года был выпущен первый узбекский полиэтилен UzClear. Общая стоимость проекта составила 985 млн. долларов.

Проектная мощность комбината составляет на данный момент 125 тыс. тонн полиэтилена, 137 тыс. тонн сжиженного газа и 130 тыс. тонн нестабильного конденсата в год. По итогам 2010 года Шуртанским ГХК было переработано более 4,2 млрд. кубометров природного газа и произведено 121 тыс. тонн сжиженного газа, 119 тыс. тонн полиэтилена различных марок, свыше 108 тыс. тонн газового конденсата и более 1,7 тыс. тонн гранулированной серы.

Перспектива использования опыта Катара в сфере газовой промышленности Узбекистана

Отличительной чертой производственной структуры газовой промышленности Королевства Катар и Республики Узбекистан является местонахождение газоконденсатов и способы её добычи. Так, если в Катаре основные залежи минерального сырья расположены акватории Персидского залива, на расстоянии 1800-2300 м, то в нашей республике нефтегазовые ресурсы скрыты под твёрдой почвой, на расстоянии 3500 – 4500 м.

Однако, в современных условиях газовой промышленности нашей страны хорошую перспективу имеет применение опыта Катара по ожижению

природного газа. Уже сегодня НХК «Узбекнефтегаз» начинает проекты по увеличению производства сжиженного газа на действующих производствах Мубарекского газоперерабатывающего завода и Шуртанского ГХК. По данным холдинга, реализация этих проектов позволит увеличить к 2012 году производство сжиженного газа в республике до 615 тыс. тонн. Общие инвестиции по этим проектам до конца 2013 года превысят 320 млн. долларов.¹⁰

В мае 2006 года ОАО «Нефтехимналадка» (г. Воронеж, Россия) произвело монтаж и пуск газодиффузионной установки на Ферганском НПЗ. При помощи новой установки по разделению газов на фракции уже вырабатывается сжиженный газ для нужд населения, экспортных поставок, а также для автомобильного транспорта. Новая установка имеет особо важное значение для экологии данного региона. Установка утилизирует ежедневно около 150 тыс. кубометров попутных газов.

С вводом в строй установки газодиффузионирования производство сжиженного газа на предприятии увеличилось до 7 тыс. тонн в месяц. Общая сумма проекта составила около 8 млн. долларов. Проект был профинансирован за счет средств НХК «Узбекнефтегаз».

Как отметил Президент Республики Узбекистан Ислам Абдуганиевич Каримов, выступая с докладом на заседании Кабинета Министров посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2012 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2013 год, Узбекистан в 2012 году продолжил устойчивыми темпами развивать экономику страны, обеспечил стабильный рост уровня жизни населения, упрочил наши позиции на мировом рынке.

Так, например, введены в строй первая очередь завода по производству сжиженного газа на Мубарекском ГПЗ мощностью 258 тысяч тонн

¹⁰ Отчёты НХК «Узбекнефтегаз» за 2011, 2012 года

сжиженного газа и 125 тысяч тонн конденсата, а также установка пропан-бутановой смеси на предприятии «Шуртаннефтегаз» мощностью 50 тысяч тонн сжиженного газа.

Продолжается строительство второй очереди Дехканабадского завода калийных удобрений стоимостью более 250 миллионов долларов, позволяющее довести мощности предприятия до 600 тысяч тонн калийных удобрений в год, из которых более 350 тысяч тонн будут экспортироваться.

В 2012 году начато строительство уникального, даже по мировым меркам, Устюртского ГХК на базе месторождения Сургиль, общая стоимость которого более 25 миллиардов долларов. В мае 2008 года НХК «Узбекнефтегаз» и корейская KOGAS заявили о начале строительства проекта, как второго в Узбекистане газохимического комплекса. По предварительным данным, проектная мощность комплекса составит 362 тыс. тонн полиэтилена и 83 тыс. тонн полипропилена в год. Здесь будет перерабатываться газ с месторождения Сургиль с высоким содержанием этана. Из газа будут извлекаться ценные продукты, и дальше очищенный газ будет подаваться в газотранспортную систему и реализовываться на экспорт. Строительство объекта будет завершено в 2016 году и обеспечит переработку 4,5 миллиарда кубических метров природного газа с производством 400 тысяч тонн полиэтилена и 100 тысяч тонн полипропилена. Проект является технологически одним из самых передовых в мире и предусматривает внедрение газохимических технологий самого последнего поколения, что обеспечивает извлечение из природного газа до 97 процентов этана, пропана и других ценных компонентов.

В этом проекте консорциум ведущих зарубежных банков, таких как Азиатский банк развития, Исламский банк развития и т.д. участвует на принципах проектного финансирования без привлечения государственной гарантии.

Так же Президент подчеркнул, что огромную гордость вызывает тот факт, что авторитетный в финансовом мире журнал «Прожект файненс интернэшнл» крупнейшего в мире агентства бизнес-информации «Томсон Рейтер», подчеркнув уникальность и новаторский подход проекта, признал проект строительства Устюртского ГХК лучшим проектом года в нефтегазохимической промышленности. Устюртский нефтегазовый регион является одним из самых крупных в Узбекистане и наименее изученных. В последние годы здесь открыто около 30 месторождений нефти и газа, среди которых такие крупные, как Каражанбас, Северо-Бузачинское, Калампас.

В 2012 году начата реализация имеющего огромное перспективное значение крупномасштабного проекта стоимостью более 4 миллиардов долларов США по производству синтетического жидкого топлива на основе очищенного метана совместно с южноафриканской компанией «Сассол» и малайзийской корпорацией «Петронас». Это одно из немногих предприятий в мире, где будет выпускаться синтетическое жидкое топливо - сжиженный газ, авиакеросин и дизельное топливо «премиум-класса».

Таким образом, в своей практике нефтегазовый комплекс республики уже сегодня применяет опыт Катара в строительстве заводов СПГ и его экспорте.

Республика Узбекистан и Королевство Катар сотрудничают в нефтегазовой сфере в рамках координационного и консультационного совета южноафриканской компании «Сассол».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки выпускной квалификационной работы, посвященной изучению современного состояния и перспектив развития газовой промышленности стран Персидского Залива на примере Катара, были сделаны следующие выводы и предложения:

1. Экономичность, экологичность и хорошая транспортабельность природного газа обуславливают тот факт, что спрос на данный вид минерального сырья увеличивается в геометрической прогрессии. Таким образом, доля природного газа в структуре мирового энергопотребления имеет тенденцию к постоянному увеличению.

2. Увеличение же спроса на природный газ обусловлено, в первую очередь, его огромными запасами, основная часть которых подготовлена к добыче в последнюю четверть XX века. Так, в период 2000-2009 гг., разведанные запасы природного углеводородного газа в мире выросли в 2,5 раза, за счёт открытия огромных газовых месторождений в Северной Африке, Центральной Азии, Западной Сибири.

3. В структуре потребления природного газа довольно высока доля индустриально развитых стран Северной Америки и Западной Европы. В последние несколько лет резко возрос спрос на данный вид минерального сырья со стороны стран Восточной и Юго-Восточной Азии. Доля новых индустриальных стран Азии, таких как Япония, Южная Корея, Китай, в мировом энергопотреблении повысилась за последние 5 лет с 13 до 19,6 %, что говорит о возрастающей роли этих стран и расширении мирового рынка минерального сырья.

4. Многие минерально-сырьевые державы мира испытывают ряд трудностей и проблем, среди которых следует отметить:

- низкую обеспеченность запасами нефти и газа, о чем уже упоминалось выше. При достаточно высоком уровне обеспеченности, в целом по земному шару, ряд крупных держав, в частности, США, Норвегия,

Великобритания, обладают запасами нефти и газа, обеспечивающими их деятельность на период лишь 20 лет, немного больше составляют запасы нефти и газа и по таким странам, как Аргентина, Мексика и ряд других стран;

- эта проблема предопределяет необходимость наращивания объемов геологоразведочных работ, а также освоение месторождений, работ, считавшихся нерентабельными или чрезмерно отдаленными;

- кроме этого, возникает проблема перехода на иные виды топлива, как на традиционные (уголь, торф), так и на нетрадиционные (энергия ветра, солнца, океана, термальных источников и т.д.);

- проблема обеспечения газом таких высокоразвитых промышленных стран, как Япония и Китай, которые вынуждены завозить сжиженный газ дорогостоящим морским транспортом;

- проблема обеспечения газом растущих потребностей в нем стран Западной Европы.

5. В краткосрочной перспективе основными направлениями применения природного газа следует обозначить производство криогенного топлива для наземных и морских транспортных средств, а также постепенная замена им сжиженных пропана и бутана, которые пока достаточно широко применяются в коммунальном хозяйстве и промышленности. Таким образом, криогенное топливо будет выполнять роль посредника на пути к высокоэкологичному и менее энергозатратному виду топлива.

6. Персидский Залив является уникальным местом концентрации крупнейших в мире запасов минеральных ресурсов. Экспорт углеводородного сырья служит основой экономики стран этого региона.

7. Регулирование торговых отношений в нефтегазовой сфере осуществляется посредством законодательной базы и международных соглашений, либо двусторонних коммюнике. В основе них лежит система buy-back и BOT.

8. «Qatar Petroleum» является крупнейшей компанией включающая в себя процесс по производству работ по разведке и добыче природного газа, а также играет важную роль по его переработке, поставкам и т.п.

9. Катар является одним из крупнейших экспортёров природного газа, после России и Ирана, и самым крупным экспортёром сжиженного природного газа в мире (обогнав в 2006 году Индонезию). Ряд инвестиционных проектов предполагается реализовать в ближайшей перспективе, включая сооружение межконтинентальных линий СПГ и трубопроводного газа, в рамках которых будет произведено свыше 27 млрд. баррелей нефтяного эквивалента. Это проекты Dolphin 2 и Nabucco, имеющие международное значение и способные в перспективе вывести Катар в лидеры газовой промышленности мира.

10. Узбекистан и Катар сотрудничают в рамках Координационного и Консультационного Совета южноафриканской компании «Сассол» в сфере газовой промышленности. Также НХК «Узбекнефтегаз», «Сасол» и «ЭксонМобил» сотрудничают в вопросах применения опыта Катара в ожижении природного газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

I. Официальные документы

1.1. Конституция Исламской Республики Иран // Алави Х. А. Политический анализ проблем и перспектив ИРИ в условиях глобализации. М., 2004. – с.15-17.

1.2. Закон ИРИ «О привлечении иностранных инвестиций» от 10.07.2011 года – источник: Правительственный портал ИРИ. Источник опубликования – Интернет. Перевод с английского языка.

1.3. Правительственный комитет Ирака. Проект рамочного закона «Об углеводородных ресурсах» от 10.04.2007 года. Источник опубликования – Интернет. Перевод с английского языка.

II. Произведения Президента Республики Узбекистан И.А. Каримова

2.1. Доклад Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2012 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2013 год от 18.01.2013

2.2. Концепция дальнейшего углубления демократических реформ и формирования гражданского общества в стране / Доклад Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на совместном заседании Законодательной палаты и Сената Олий Мажлиса Республики Узбекистан, 12.11.2010.

III. Специальная литература

3.1. «Экономические механизмы регулирования двусторонних связей в странах Персидского Залива» // Александров И. А. Монархии Персидского залива: этап модернизации. М., 2000. – с.411-415.

3.2. Брагинский О.Б. «Нефтегазовый комплекс мира», монография. Издательство «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, М., 2006. – с.128 - 254

3.3. Брагинский О.Б. «Сжиженный природный газ: новый фактор мирового энергетического рынка» Издательство «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, М., 2011. – с.6-7

3.4. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005 г. – 176-179

3.5. Журнал «Газовая промышленность», выпуск №6. Экология в газовой промышленности, 19 июня 2008 г. – с.15-19

3.6. Олейник А.П. «Страны мира в цифрах/2012» Монография, М., 2013 – с. 20-25

3.7. Садчиков И. «Экономика отрасли нефтяной и газовой промышленности», Санкт-Петербург 2008. – с.189-194

IV. Зарубежная литература

4.1. Robert D. Bott «EVOLUTION of Canada's oil and gas industry» 9th Edition Copyright 2009 by the Canadian Centre for Energy Information

4.2. Chandler, Graham. The Gathering Place: Creeburn Lake. Calgary: The Athabasca Oil&Gas Sands Project, 2004.

4.3.DMFAS Programme Annual Report 2010,United Nations Conference on Trade And Development

4.4. British Petroleum World Energy Outlook 2030. January 2013. London, UK

4.5. Energy Information Administration, International Energy Outlook, Washington, D.C., United States, 2012

4.6. World Bank, World Bank Commodity Price Data (Pink Sheet), November 2012

4.7. Qatar Petroleum Annual Report 2008, Doha, Qatar 2009

4.8. Qatar Petroleum Annual Report 2009, Doha, Qatar 2010

4.9. Qatar Petroleum Annual Report 2011, Doha, Qatar 2012

4.10. Qatar Petroleum Annual Report 2012, Doha, Qatar 2013

4.11. Gulf International Services Annual Report 2011 P.O. Box 3212, Doha, Qatar 2012

4.12 US Energy Information Administration. Qatar. Country Analysis Briefes. January 2013.

4.13. Industries Qatar Annual Report 2012 P.O. Box 3212, Doha, Qatar 2013

4.14. Arab Monetary Fund Annual Report 2012

4.15. قودنص دفتلا يبرعلا ريرقتلا يونسلا 2102

V. Электронный статистический материал

5.1. [http:// eurostat.org](http://eurostat.org)

5.2. [www. gis.com.qa](http://www.gis.com.qa)

5.3. www.iq.com.qa

5.4. <http://www.eia.doe.gov>.

5.5. www.stat.uz

5.6. www.press-service.uz