



ОНД НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

МИРОВОЙ РЫНОК ГАЗА: ИЛЛЮЗИЯ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ?

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД



МОСКВА
Октябрь 2012

МИРОВОЙ РЫНОК ГАЗА: ИЛЛЮЗИЯ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ?

Октябрь 2012 г.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Введение	3
Глава 1. Характеристика основных региональных рынков газа	4
1.1. США и Северная Америка	4
1.2. Европа и Турция	6
1.3. Постсоветское пространство	8
1.4. Ближний Восток	9
1.5. Африка	10
1.6. Азиатско-Тихоокеанский регион	11
1.7. Латинская Америка	14
Глава 2. Что играет против превращения газа в глобальный товар.....	15
2.1. Проблемы инфраструктуры потребления	15
2.2. Доля СПГ в мировой торговле и слабые перетоки между региональными рынками	17
2.3. Ценовые дисбалансы на региональных рынках	19
2.4. Фобия импортозависимости и другие политические факторы	22
Глава 3. Перспективы развития газового рынка	24
Основные выводы	31

ВВЕДЕНИЕ

Газ занимает третье место в мировом энергобалансе и пока, несмотря на оптимистические прогнозы начала 2000-х, не может реализовать свой значительный потенциал. Десять лет назад было модно говорить про рост спроса в Европе на 3% в год, заявлялось о том, что США станут крупным импортером газа, обещался бум производства СПГ на Ближнем Востоке, в Африке и Австралии. Все эти оценки оказались сильно завышенными (правда, теперь авторы прошлых прогнозов рисуют иную картину будущего, не обращая внимания, что их собственные прогнозы 10-летней давности провалились). За 20 лет доля газа возросла незначительно, всего на 1,5%, и на сегодняшний день, благодаря прежде всего Китаю, замещение нефти происходит за счет роста потребления угля.

Вместе с тем развитие газовой индустрии и рынка идет неплохими темпами. Доказанные запасы выросли в 1,5 раза, добыча и потребление – на 65%. Но главное – более чем втрое увеличилась трансграничная торговля газом. Теперь 30% газа потребляется за пределами страны-производителя, а объемы производства СПГ выросли в 4,5 раза. Кроме того, уже более 10% добываемого газа в глобальном масштабе экспортируется в сжиженном виде.

Роль газа в мировом энергобалансе, трлн кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Запасы	116	140	154	152	165	175
Добыча	2	2,1	2,4	2,8	3,2	3,3
Потребление	2	2,1	2,4	2,8	3,2	3,2
Трансграничная торговля, млрд кубометров	308	506	651	848	982	1026
Труба	236	413	508	659	686	695
СПГ	72	93	143	189	296	331
Доля газа в энергобалансе, %	22	22	23	23,5	23	23,5
Доля нефти в энергобалансе, %	38	38	38	36	33	33
Доля угля в энергобалансе, %	27	25,5	25	27	29	30

Источник: BP Statistical, Cedigaz, EIA, ФНЭБ

Тем не менее потенциал газа явно не реализован в полной мере. У него есть очевидные перспективы и преимущества, но имеются и серьезные препятствия, которые предстоит преодолеть. Инерция мирового энергобаланса велика, и на радикальные изменения требуются десятилетия.

В своем докладе ФНЭБ проанализировал тенденции развития региональных рынков газа в последние 20 лет и оценил перспективы глобализации газового сектора и превращения природного газа в глобальный товар. Уже сейчас понятно, что путь этот тернист и извилист, а прогнозы о неизбежности эры газа (как, впрочем, и заявления противников этого вида топлива о его ненадежности и ненужности) слишком радикальны и линейны для описания существующей реальности.

Глава 1.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКОВ ГАЗА

1.1. США и Северная Америка

Североамериканский рынок является крупнейшим газовым рынком в мире. Рынок региона состоит всего из трех государств – Канада, США и Мексика. Основным игроком являются Соединенные Штаты Америки (80% потребления), но при этом они зависят от поставок трубопроводного газа из Канады, которая на сегодняшний день является крупным нетто-экспортером. Чистый экспорт канадского газа южным соседям в 2011 году составил 60 млрд кубометров (37% собственной добычи).

Потребление газа в Северной Америке, несмотря на некоторую стагнацию и даже коррекцию вниз в середине 2000-х годов (что было связано с падением добычи в США), за последние 20 лет выросло на 210 млрд кубометров. При этом половина этого роста пришлось на минувшие 6 лет, когда в США и отчасти в Канаде началась активная разработка ресурсов газа из нетрадиционных месторождений. Взлетели не только добыча и потребление, но и доля газа в энергобалансе страны – она достигла в 2010-2011 годах рекордного уровня 28%.

Кроме того, по сравнению с серединой 2000-х, то есть до начала сланцевого бума, почти на 40% увеличились доказанные запасы газа на североамериканском континенте, что способствует повышению надежности обеспечения внутреннего рынка газом собственными ресурсами на долгосрочную перспективу.

Газ на североамериканском рынке, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Потребление	638	711	767	750	817	850
Добыча	639	712	764	735	806	867
Чистый импорт (экспорт)	1	(1)	3	14	16	6
Запасы, трлн кубометров	9,5	8,5	7,5	7,8	10,3	10,8
Доля газа в энергобалансе, %	25	27	26	25	28	28
Доля импортного газа на рынке, %	0	0	0,5	2	2	1

Источник: BP Statistical, EIA

Главное отличие североамериканского рынка от другого крупного центра потребления – Европы – это традиционно высокий уровень самообеспечения ресурсами. Внешние поставки никогда не имели серьезного значения для Северной Америки. Чистый импорт



газа за всю историю не превышал 22 млрд кубометров в год (показатель 2007 года), или 2-3% от годового потребления.

В первой половине 2000-х годов на американском рынке наблюдалось снижение собственной добычи газа и ожидался быстрый рост импорта сжиженного природного газа, до 100 млн тонн к 2010 году. Более того, начались инвестиции в расширение существующих 4 терминалов по приему СПГ в США и проектирование новых мощностей. В общей сложности к 2010 году Соединенные Штаты располагали мощностями по приему около 130 млн тонн СПГ.

Однако прогнозы не оправдались. Разработка сланцевого и других видов трудноизвлекаемого газа в Северной Америке не только позволила остановить падение добычи, но и в короткие сроки существенно ее нарастить. За 6 лет в США она увеличилась на 140 млрд кубометров.

В результате часть операторов регазификационных терминалов подали заявки в регулирующие органы США на перестройку мощностей в заводы по производству и экспорту СПГ. Один из терминалов, принадлежащий Excellerate Energy, был разобран. Два из подавших заявки на право экспорта – Sabine Pass и Freeport в Мексиканском заливе – получили соответствующие разрешения от Департамента энергетики США. Их планируемая мощность 18 и 13 млн т в год соответственно. Начало поставок запланировано на 2015-2016 годы.

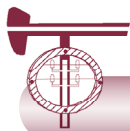
Газовый рынок США, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Запасы, трлн кубометров	4,8	4,7	5	5,8	8,2	8,5
Добыча газа	504,5	526,4	543,4	511,4	604,3	651,6
Импорт	43,4	80,5	107,1	123	105,8	97,9
Экспорт	2,5	4,4	6,9	20,6	32,2	42,7
Потребление	543,2	629,1	661	623,5	683,7	689,7
Доля газа в энергобалансе, %	23	24,9	24	22,5	25	25,5
Динамика цены (Henry Hub), долл. за тыс. кубометров	59	61	157	312	157	144
Средняя оптовая цена (citygate), долл. за тыс. кубометров	106	98	163	306	218	198

Источник: BP Statistical, EIA

Резкий рост собственной добычи оказался настолько неожиданным даже для американских потребителей, что внутренний спрос не успевал за стремительно расширяющимся предложением (отчасти из-за инерции, нехватки инфраструктуры сбыта). А отсутствие возможностей для немедленной организации экспорта газа сформировало устойчивый профицит газа и падение спотовых цен на него. В 2010-2011 годах средняя цена газа на споте в Henry Hub была вдвое ниже, чем в 2005 году – на уровне около 150 долл. за тыс. кубометров.

В начале 2012 года обвал цен продолжился, в апреле они достигали 70 долл. за тыс. кубометров и все первое полугодие держались ниже 90 долл.



С одной стороны, такая ценовая конъюнктура и ощущение безопасности предложения разгоняет внутренний спрос. В Соединенных Штатах активно идет процесс замещения угля газом в электрогенерации. С 2005 по 2011 год доля угля упала с 50% до 42%, а газа выросла с 19% до 24%. Прогнозируется ускорение этого процесса. Уже в этом году угольная генерация снизится ниже 37%, а газовая превысит 30%. Кроме того, активно идут разговоры о реиндустриализации Америки на базе использования природного газа в качестве химического сырья, а также развития потребления газа в качестве моторного топлива (что требует значительных инвестиций в инфраструктуру и транспортный парк) и для отопления домохозяйств (газификация).

С другой стороны, столь низкие цены не покрывают затрат на добычу газа из нетрадиционных источников. Достоверных и исчерпывающих цифр по добыче сланцевого газа в США на сегодняшний день практически нет. Слишком разнятся данные не только от залежи к залежи, но и от скважины к скважине (в зависимости от количества гидроразрывов пласта и сроков эксплуатации на пике), которые необходимо бурить в десятки раз больше, чем на обычных месторождениях. И главное, период сбора информации – всего несколько лет. В то же время заявления самих производителей, которые прекращают добычные работы на участках залегания сухого (без примесей нефти и конденсата) газа в сланцевых породах, говорят сами за себя.

Вопрос о том, каковы конечные затраты на добычу сланцевого газа в США и при какой цене инвестиции в этот бизнес приносят прибыль, пока остается без ответа. Согласно существующим исследованиям, общие затраты на тыс. кубометров газа составляют от 2 до 9 долл. за млн бте (или от 70 до 320 долл. за тыс. кубометров на скважине). Средние показатели соответственно могут находиться в районе 200 долл. за тыс. кубометров.

Пока из-за необходимости выполнять лицензионные и кредитные обязательства, а также благодаря высоким ценам на газовый конденсат (которые позволяют субсидировать разработку ресурсов жирного газа) общая добыча газа в США продолжает расти. Но темпы постепенно замедляются, поскольку развитие добычи при низких ценах коммерчески непривлекательно для инвесторов, и в ближайшие 2-3 года рост прекратится, пока рынок не придет в равновесие. В 2009-2010 годах месячная добыча газа в США колебалась на уровне 48 млрд кубометров в год, затем был бурный рост до 55 млрд кубометров к концу лета 2011-го. И с тех пор месячная добыча держится на этом уровне, не считая провала в феврале, когда она снизилась до 53 млрд кубометров.

1.2. Европа и Турция

Европейский рынок газа (с учетом не входящих в ЕС Норвегии, Швейцарии, Турции и республик бывшей Югославии) за последние 20 лет совершил еще более впечатляющий рывок вперед. По сравнению с 1990 годом потребление газа увеличилось почти вдвое (на 84%) к 2005-му. И этот уровень с тех пор выдерживается, за исключением 2009 и 2011 годов, когда из-за мирового финансово-экономического кризиса и обострения кризисных явлений в Еврозоне спрос снижался на 10%.

Пик потребления был достигнут в 2005 году не случайно. На протяжении 90-х годов прошлого века европейский рынок развивался в достаточно комфортных политических и экономических условиях. Собственная добыча стран ЕС в Северном море и поставки из Норвегии обеспечивали большую часть растущих потребностей. Хотя доля импорта из России и Северной Африки за 10 лет выросла с 30 до 39%, политические опасения



относительно роста зависимости от внешних поставщиков были не очень сильны. Кроме того, относительно низкая стоимость нефти позволяла импортировать газ по ценам в пределах 80-100 долл. за тыс. кубометров.

В первой половине 2000-х годов рост спроса замедлился, что было реакцией и на увеличение цен на газ (они за 5 лет удвоились), и на стартовавшее падение добычи в Северном море. В результате даже без учета поставок из Норвегии зависимость от импорта из-за пределов Европы достигла 45%. Кроме того, в Европе стартовали кампании по активному субсидированию производства энергии из возобновляемых ресурсов и по ужесточению регулирования на газовом рынке.

Можно выделить два главных события в добыче газа в Европе за последние 20 лет. Это резкий рост производства в британском секторе Северного моря в 90-е годы (с 45 млрд кубометров до 108 млрд) и такое же стремительное падение в 2000-х годах. По итогам 2011 года в Великобритании было добыто всего 45 млрд кубометров. Второе событие – разработка норвежского шельфа, где добыча за 20 лет увеличилась в 4 раза до 100-105 млрд кубометров, что позволило отчасти сократить энергозависимость от импорта из других регионов.

Европейский* рынок газа, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	209	243	292	306	289	266
Чистый импорт	93	143	185	257	284	270
Потребление	305	387	477	563	563	525
Доля газа в энергобалансе, %	15	19	23	26	26	25
Динамика цены на импортный газ, долл. за тыс. кубометров (Германия)	100	86	104	216	288	382
Цена на NBP, долл. за тыс. кубометров	-	-	98	266	236	324
Доля импортного газа на рынке	30	37	39	45	50	51

* ЕС-27, Норвегия, Швейцария, республики бывшей Югославии и Турция

Источник: Eurostat

Эти процессы, наряду с ценовым ралли (цены по долгосрочным контрактам, которые обеспечивают львиную долю поставок, колебались в пределах 300-400 долл. за тыс. кубометров) и ухудшением ситуации с обеспечением собственными газовыми ресурсами во второй половине 2000-х годов (с 2005 года по 2011-й добыча в Европе даже с учетом Норвегии снизилась на 50 млрд кубометров, а зависимость от импорта превысила 50%), привели к достаточно печальному для рынка природного газа в Европе результату – стагнации спроса. Хотя, согласно всем предыдущим прогнозам, ожидалось сохранение темпов роста потребления по крайней мере на 1-2% в год.

В то же время, по нашим оценкам, решающее значение для газового рынка имели не высокие цены на газ, а экономический кризис в Еврозоне, а также политическое неприятие газа частью политического истеблишмента в ЕС. Это отчетливо видно на примере



Турции, которая, несмотря на высокие цены (а они для Турции в среднем были выше, чем для Германии) и практически 100-процентную зависимость от импорта, продолжает демонстрировать солидные темпы роста газового рынка.

Развитие газового рынка в Турции, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	0,2	0,2	0,6	0,8	0,6	0,6
Чистый импорт	2,8	6,8	14,4	26,2	32,5	40
Потребление	3	7	15	27	32,5	40
Доля газа в энергобалансе, %	6	11	19	28	27	31

Источник: *Botas*

Финансово-экономический кризис и высокие цены на импортный газ несколько притормозили рост спроса в Турции во второй половине 2000-х годов, но не остановили его. Более того, в 2011 году рост экономики привел к тому, что и газовый рынок увеличился сразу на 25%, а доля газа в энергобалансе впервые превысила 30%.

1.3. Постсоветское пространство

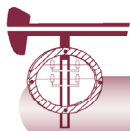
С распадом Советского Союза крупнейший на тот момент рынок газа обвалился и фрагментировался. Экономические проблемы и физическое разделение созданной при СССР Единой системы газоснабжения привели к достаточно резкому падению и совокупной добычи, и собственного потребления.

Газовый баланс в бывших республиках СССР, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	747	633	652	729	739	776
Экспорт	107	103	120	134	158	184
Потребление	640	530	511	575	581	592
Доля газа в энергобалансе, %	41	48	50	52	52	52
Доказанные запасы газа, трлн кубометров	49,7	52	51	52	55	55
Доля экспорта в добыче, %	14	16	18	18	21	23

Источник: *BP Statistical, Минэнерго, оценка ФНЭБ*

Но за 20 лет постсоветской истории добыча в регионе полностью восстановилась и даже превысила показатели 1990 года. Причем произошло это еще в 2008 году, накануне глубокого финансово-экономического кризиса мирового масштаба. Все традиционные производители, за исключением Туркменистана и Украины, в 2011 году добыли газа больше, чем в последний год существования СССР. Узбекистан увеличил производство на 20 млрд кубометров, Россия – на 17 млрд, Казахстан – на 10 млрд, а Азербайджан – на 5 млрд.



В сфере потребления вернуться к советским показателям не удалось, в первую очередь из-за драматичного падения спроса на Украине. В 1990 году самая газифицированная (на душу населения) республика СССР потребляла более 120 млрд кубометров, а в прошлом – менее 50 млрд кубометров. В Белоруссии, где цены на газ были ниже, чем для Украины, наблюдался рост газопотребления.

Основные производители газа (Россия, Туркменистан, Узбекистан) превысили советский уровень спроса на газ, что объясняется поддержанием относительно низких цен. А для среднеазиатских республик – еще и ограниченными возможностями по экспорту газа. Очевидно, что есть некоторый потенциал роста потребления в Казахстане и в Азербайджане.

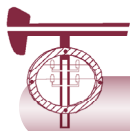
Опережающий рост добычи по сравнению с внутренним спросом оказался возможен благодаря увеличению экспорта. И если до 2006 года весь чистый экспорт за пределы постсоветского пространства фактически в полном объеме происходил через Россию, то за последние 5 лет все газодобывающие республики обзавелись собственными экспортными мощностями. Из Азербайджана в Турцию был построен Южно-Кавказский газопровод для поставок газа с Шах-Дениза. Туркменистан сначала соединил свою систему с иранской, затем получил возможность экспортировать сырье в КНР после того, как китайцы помогли проложить и профинансировали газопровод Центральная Азия – Китай (проектная мощность до 60 млрд кубометров в год), который также предоставил экспортное окно для узбекского, а в перспективе и казахстанского газа.

Экспортные возможности региона, благодаря выигрышному географическому положению между Европой и Азией, а также ограниченному внутреннему рынку, похоже, продолжают увеличиваться.

1.4. Ближний Восток

Еще один крупный мировой центр добычи – Ближний Восток – обладает крупнейшими запасами природного газа и демонстрирует высочайшие темпы прироста производства. С 1990 года добыча увеличилась более чем в 5 раз. За эти 20 лет на базе расположенного в водах Катара и Ирана месторождения «Северный купол» (по иранской версии – «Южный Парс») при помощи ExxonMobil и ряда других транснациональных нефтегазовых корпораций создан крупнейший в мире экспортер сжиженного природного газа. Из 120 млрд кубометров экспорта за пределы Ближнего Востока около 100 млрд кубометров приходится на катарский СПГ, который занимает около 30% мирового рынка сжиженного газа.

В то же время международная изоляция Ирана сдерживает развитие потенциала крупнейшей в регионе по запасам, добыче и потреблению газовой державы. В частности, она лишила адекватной ресурсной базы проект поставок трубопроводного ближневосточного газа в Европу (Nabucco). Вдохновителям газопровода Nabucco пришлось менять концепцию, искать гарантии загрузки трубы в Каспийском регионе (Азербайджан, Туркменистан и Казахстан), а также в послевоенном Ираке. Правда, до сих пор достаточные гарантии не получены, что уже привело к пересмотру концепции проекта Nabucco. Теперь он борется за право доставки 10 млрд кубометров азербайджанского газа с месторождения Шах-Дениз в австрийский газораспределительный хаб от границы Турции и Болгарии.



Ближневосточный газ, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	101	150	208	320	472	526
Экспорт	5	8	21	41	95	123
Потребление	96	142	187	279	377	403
Запасы*	38	45,4	59,1	63	69	70
Доля газа в энергобалансе, %	33	37	40	45	48	49
Доля экспорта в добыче, %	5	5	10	12	20	23

* с целью избежать двойного счета запасов месторождения «Северный купол» и «Южный Парс» общие запасы региона дисконтированы на 20 трлн кубометров

Источник: BP Statistical, оценка ФНЭБ

Но Ближний Восток – это не только источник экспорта СПГ мирового класса, но и динамично растущий рынок потребления. В 6 раз вырос спрос на газ в Иране, втрое – в Саудовской Аравии, в ОАЭ, Катаре и Кувейте – в четыре раза. В 2000-х годах потребление каждые 5 лет увеличивалась на 100 млрд кубометров, и за последний год прирост составил 26 млрд кубометров. Аналогичные показатели были только на североамериканском рынке. В результате развитие потребления газа привело к тому, что его доля в энергобалансе почти догнала нефть, и газ, скорее всего, в ближайшие год-два станет доминирующим энергоресурсом.

1.5. Африка

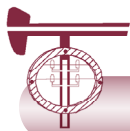
Африка, в отличие от Ближнего Востока, развивает собственный рынок гораздо медленнее. Скорее можно сказать о двух-трех газовых странах на континенте при практически нулевом развитии рынка природного газа в остальных. Около 80 млрд кубометров (75%) потребляют два крупнейших производителя – Алжир и Египет. Главная африканская экономика – ЮАР – потребляет всего 4 млрд кубометров газа (менее 3% в энергобалансе).

Основными производителями и экспортерами, наряду с Алжиром и Египтом, являются также Нигерия и Ливия (в 2011 году из-за гражданской войны резко обвалилась добыча в этой стране).

Африканский рынок газа, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	69	85	130	174	214	204
Экспорт	29	32	72	91	109	94
По трубе	9	13	40	45	50	37
СПГ	20	19	32	46	59	57
Потребление	40	48	58	83	105	110
Доля газа в энергобалансе, %	16	17	19	23	25	26
Запасы, трлн кубометров	8,6	9,9	12,5	14,1	14,5	14,5
Доля экспорта в добыче, %	42	38	55	52	51	46

Источник: BP Statistical



Следует отметить, что Африка стояла в авангарде использования передовых газовых технологий – первый крупнотоннажный завод по производству СПГ и дальномагистральный морской газопровод из Алжира в Италию по дну Средиземного моря. Сейчас Алжир является единственным в мире экспортером газа со сбалансированной структурой экспорта по трубе и в виде СПГ. У него нет перекоса в сторону трубы или СПГ, как у других крупных экспортеров.

1.6. Азиатско-Тихоокеанский регион

Азиатский рынок газа считается самым перспективным. Доля газа в энергобалансе остается крайне низкой (всего 11%), несмотря на то что регион занимает 60% мирового импорта СПГ и 30% производства сжиженного газа. Чистый импорт постепенно растет, но темпы роста потребления газа опережают ближневосточные. В 90-е годы каждые 5 лет прирост составлял 60 и 80 млрд кубометров, в 2000-е – уже 100 и 160 млрд кубометров, а в прошлом году спрос увеличился еще на 30 млрд кубометров. При этом доля газа в общем энергобалансе изменилась незначительно – с 8% до 11% за 20 лет.

Газ в Азии, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	151	212	272	363	484	479
Импорт	4	1	19	36	74	112
Потребление	155	213	291	398	558	591
Запасы, трлн кубометров	9,9	10,5	12,3	13,5	16,5	16,8
Доля газа в энергобалансе, %	8	9	9	9	11	11

Источник: BP Statistical

Основными рынками газа в Азии являются Китай, Индия и рынок СПГ, возглавляемый Японией и Южной Кореей. При этом Пекин и Дели присоединились к клубу потребителей сжиженного газа лишь во второй половине 2000-х годов.

Следует отметить, что еще в 1990 году производство СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе покрывало почти полностью азиатский спрос на сжиженный газ. Но за 20 лет потребности выросли в четыре раза (на 150 млрд кубометров), а производственные возможности Австралии и Малайзии всего на 50 млрд кубометров. Два других производителя – Бруней и Индонезия – остались при своих. Но в последние годы наблюдается тенденция падения производства СПГ Индонезией, некогда мирового лидера. Она уступила первое место не только Катару, но и пропустила вперед малайзийцев. Пока дело идет к тому, что экспорт из Индонезии продолжит падать. Страна строит два регазификационных терминала общей мощностью 7 млн т (около 10 млрд кубометров). Терминал по приему газа ввела также и Малайзия для того, чтобы развивать потребление газа в западной части страны. К клубу импортеров также присоединяются Таиланд, Сингапур и Филиппины.

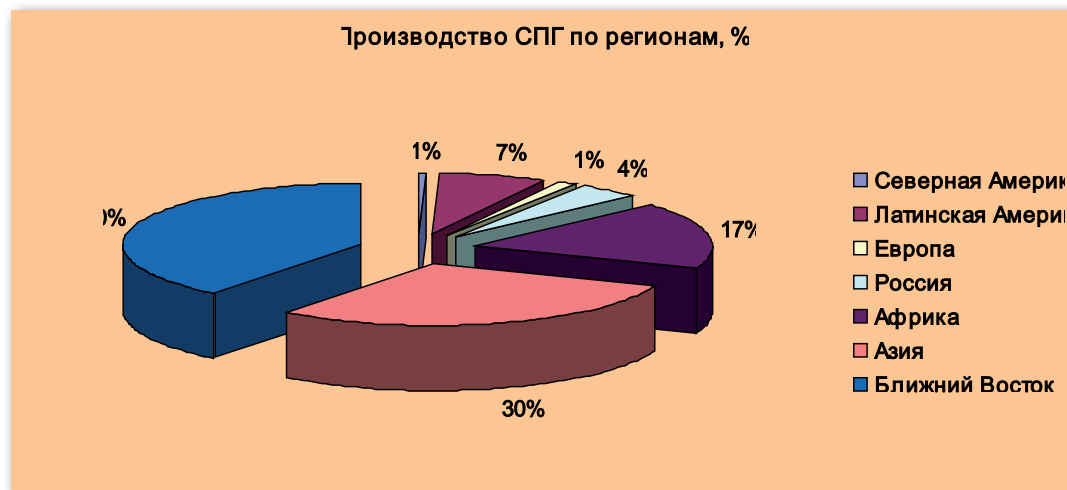


Азиатский рынок СПГ, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Общий импорт	52	71	98	122	178	207
Доля мирового рынка СПГ, %	72	77	72	64	60	63
Япония	47	58	72	80	94	107
Ю. Корея	3	9	19	31	44	49
Тайвань	2	4	7	11	15	16
Китай	0	0	0	0	13	17
Индия	0	0	0	0	12	17
Таиланд	0	0	0	0	0	1
Динамика цены (Япония), долл. за тыс. кубометров	131	125	170	218	393	530
Производство СПГ	47	65	76	84	96	98
Австралия	3	9	10	14	25	26
Бруней	8	8	9	9	9	9
Индонезия	28	33	36	36	31	29
Малайзия	9	10	15	30	30	33

Источник: CEDIGAZ

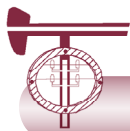
В то же время постепенно снижается доля Азии в мировой торговле СПГ. Если в 1990 году три четверти производства и поставок происходило в этой части света, то в прошлом году на АТР пришлось 63% сбыта, а доля в мировом производстве упала в два с половиной раза (до 30%).



Источник: CEDIGAZ

1.6.1. Китай

Рынок газа в Китае, который в 2010 году стал мировым лидером в потреблении энергоресурсов, опередив США, развивается высокими темпами. Но доля газа в энергобалансе страны по-прежнему ничтожна (менее 5%). Более того, вплоть до 2009 года



более 90% внутренних потребностей обеспечивалось за счет собственной добычи. Но уже по итогам прошлого года доля импорта почти достигла 25%. При этом КНР сумела за счет договоренностей в Средней Азии и развития инфраструктуры по приему СПГ обеспечить сбалансированный поток импорта трубопроводного и сжиженного газа на рынок.

Китайский рынок газа, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	15	18	27	49	95	103
Импорт	0	0	0	0	17	31
Туркменистан					4	14
СПГ					13	17
Потребление	15	18	27	50	112	134
Доля газа в энергобалансе, %	2	1,8	2,3	2,6	4	4,6
Доля импортного газа на рынке	0	0	0	0	15	23

Источник: BP Statistical

Высокая доля собственной добычи газа, с одной стороны, позволяла держать на внутреннем рынке низкие регулируемые цены, а с другой, значительно ограничивает возможности по развитию потребления за счет импорта. Сейчас правительство Китая начало эксперимент по либерализации цен на внутреннем рынке (citygate prices) в нескольких провинциях, привязав их к стоимости дизельного топлива. Впоследствии экспериментальная модель может быть распространена на всю страну, что сделает китайский рынок более привлекательным для экспортеров газа.

В то же время политика Китая состоит в том, чтобы участвовать во всей цепочке поставок газа на свой рынок, включая проекты по добыче, строительству транзитных трубопроводов и заводов по производству СПГ. Эту тактику китайцы использовали при реализации проектов поставок из Средней Азии, из Мьянмы, а также проектов по сжижению в Австралии.

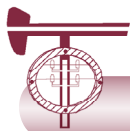
1.6.2. Индия

Аналогичные процессы идут и на рынке природного газа Индии, обладающей тоже достаточно высоким потенциалом роста потребления. Эта страна, так же как и Китай,

Рынок газа Индии, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	12	19	26	30	51	46
Импорт (СПГ)				6	12	17
Потребление	12	19	26	36	62	61
Доля газа в энергобалансе, %	6	7	8	9	11	10
Доля импортного газа на рынке	0	0	0	16	19	28

Источник: BP Statistical



старалась развивать спрос на базе собственной добычи. Их также объединяет слишком большая доля угля в энергобалансе, которую их экономики уже не могут выдержать – это и трудности с перевозкой угля, и экология. Сначала разработка блоков в Бенгальском заливе обещала поддержание доли импорта на уровне 10-15%. Но в 2011 году неожиданно случился обвал добычи на самом крупном блоке бассейна Кришна-Годавари с запасами более 1 трлн кубометров. Вместо запланированного роста Индия потеряла 10% добычи, а рост потребления прекратился. Но, несмотря на это, доля импорта сразу подскочила почти до 30%.

Дальнейший рост спроса возможен только за счет активного наращивания поставок извне. К ресурсам трубопроводного газа у Индии на сегодняшний день доступа нет, хотя она вела переговоры с Ираном о строительстве газопровода через Пакистан и пытается договориться с Туркменистаном по проекту Трансафганского газопровода. Но оба проекта крайне сложны с военно-политической точки зрения, поэтому наиболее реальный вариант – активная работа на рынке сжиженного природного газа.

1.7. Латинская Америка

Латиноамериканский рынок газа развивается достаточно изолированно. Собственная добыча полностью покрывает внутренний спрос. Основными производителями являются Аргентина, Тринидад и Тобаго, а также Венесуэла, причем в Аргентине началось падение добычи, Тринидад вышел «на полку», и только у Каракаса имеются значительные неразрабатываемые ресурсы традиционного газа. Постепенно растет добыча в Бразилии и Боливии.

Вплоть до начала 2000-х годов (и начала производства СПГ в Тринидаде и Тобаго) регион не имел ни экспорта, ни импорта. Два года назад появился еще один экспортный терминал в Перу на 4,5 млн т в год.

Газовый рынок в Латинской Америке, млрд кубометров

	1990	1995	2000	2005	2010	2011
Добыча газа	58	75	100	139	163	168
Импорт	0	0	0	0	7	11
Экспорт	0	0	4	16	20	24
Потребление	58	75	96	123	150	155
Доля газа в энергобалансе, %	16	17	19	21	22	22
Запасы, трлн кубометров	5,2	5,9	6,9	6,8	7,5	7,6
Доля импортного газа на рынке, %	0	0	0	0	5	7

Источник: BP Statistical

Доля газа в энергобалансе достигла среднемирового показателя в 22%. При этом постепенно развивается инфраструктура по приему СПГ, построены регазификационные терминалы в Аргентине, Бразилии, Чили, Доминиканской Республике и Пуэрто-Рико. Пока они получают сжиженный газ в основном из Перу и Тринидада, но в перспективе это может способствовать интеграции латиноамериканского рынка в мировую торговлю газом.

Глава 2.

ЧТО ИГРАЕТ ПРОТИВ ПРЕВРАЩЕНИЯ ГАЗА В ГЛОБАЛЬНЫЙ ТОВАР

2.1. Проблемы инфраструктуры потребления

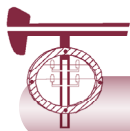
Под инфраструктурой потребления следует понимать и газотранспортную сеть внутри рынка, и мощности по хранению, и доступ к источникам поставок извне, но также и возможности для широкого использования газа в различных отраслях экономики в качестве сырья и вида топлива.

Доставка природного газа потребителям происходит преимущественно по трубопроводам. Даже если в цепочке поставок присутствует транспортировка по морю в виде СПГ или сжиженного природного газа (CNG – пока он только используется в небольших объемах в Европе на заправках), то в конечном итоге подавляющая часть газа поступает в газотранспортную систему страны-получателя.

Развитие сетевого хозяйства требует значительных долгосрочных инвестиций, возврат которых в значительной степени зависит от системы регулирования и гарантий загрузки мощностей. Средняя стоимость строительства 1 км стандартного магистрального газопровода по суше варьируется в пределах 2-5 млн долл. в развитых странах (США, ЕС). Примерно столько же стоил 1 км китайского газопровода «Запад – Восток». В России сложилась практика строительства трубопроводов по более высоким ценам, если считать по сопоставимой мощности: 1 км Грязовец – Выборг обошелся в 5-7 млн долл., смета Бованенково – Ухта – около 9 млн долл. за км, Сахалин – Хабаровск – Владивосток – 8-10 млн долл. При протяженности газопроводов в 4 тыс. км среднюю стоимость строительства системы можно оценить в 10-20 млрд долл.

Транснациональные газопроводы остаются основным элементом международной торговли газом (70% по итогам 2011 года). Но они имеют ряд ограничений, связанных с эффективностью транспортировки на дальние расстояния (свыше 5 тыс. км). Кроме того, для поставки по газопроводам существуют проблемы с гибкостью (возможностью переориентировать экспорт на другие рынки в случае спора с потребителем или ухудшением конъюнктуры) и крайней ограниченностью трансрегиональных поставок.

Терминалы сжиженного природного газа играют роль основных объектов инфраструктуры только в нескольких странах, не имеющих доступа к трубопроводным поставкам или существенно удаленных – в Японии, Южной Корее и Испании. На остальных крупных рынках терминалы по приему СПГ играют роль балансировки спроса и диверсификации источников импорта. Затраты на строительство терминала, способного принимать около 2 млн тонн сжиженного газа в год (2,5 млрд кубометров), составляют около 1 млрд долл. Таким образом, на единицу топлива они вполне сопоставимы со стоимостью строительства трубопроводных мощностей и весьма значимы. Как и риски инвестирования в эти мощности, учитывая дефицит производства СПГ в мире.



Еще один элемент инфраструктуры, обеспечивающий гибкость, надежность и коммерческую привлекательность рынка – это подземные хранилища газа. Исторически они более развиты в регионах с разветвленной трубопроводной сетью (США, бывшем СССР и Европе). Страны, ориентированные на импорт СПГ, не нуждаются в ПХГ, так как импортные терминалы сами предусматривают наземные танки для хранения, а гибкость поставок сжиженного газа сама по себе компенсирует отсутствие подземных хранилищ.

Рабочая емкость подземных хранилищ газа в мире, млрд кубометров

	2009	2011	Доля рынка в 2011 году, %	Количество дней
Северная Америка	127	142	17	61
США	110	125	18	66
Европа	84	89	17	64
ЕС	82	86	18	66
Турция	1,6	2,6	7	23
Экс-СССР	137	137	23	72
Россия*	96	96	22	82
Украина	31	31	57	206
Азия	3	9	1,5	6
Китай	1	7	5	21
Ближний Восток	0	0	0	0
Африка	0	0	0	0
Латинская Америка	1	1	0,5	2
Всего	352	378	12	43

* с учетом 30 млрд кубометров стратегических резервов

Источник: IGU, EIA, Eurogas, Gazprom, CNPC

В то же время территориально крупные рынки Азии – Китай и Индия – уже сталкиваются с проблемами в сфере наращивания потребления газа в условиях дефицита мощностей СПГ. В Индии их вообще нет, а Китай пытается развивать данный инструмент балансировки. Для нормального функционирования рынка требуется (исходя из мировой практики) хотя бы 15-20% гибкости поставок в дополнение к гибкости, которую обеспечивают трубопроводные мощности. Сейчас в КНР емкость ПХГ составляет всего 5% потребления. Таким образом, инвестиции в подземное хранение должны опережать рост спроса на газ. Хранилища – достаточно дорогое удовольствие. Для создания обычных хранилищ на базе истощенных месторождений нужны подходящие геологические структуры плюс значительные объемы буферного газа (основная доля затрат). Каверновые хранилища, которые обеспечивают не сезонную, а рыночную гибкость поставкам, дорогой и длительный процесс. Для их создания нужно 8-10 лет и более.

Но главная проблема – это недостаточное развитие индустрии использования газа в различных отраслях и инерция ориентированных на использование нефти или угля экономик. Основные направления потребления газа: энергетика, коммунальный комплекс (включая бытовое потребление) и химическая отрасль. Ни в одной из этих отраслей газ в глобальном масштабе не является сырьем № 1. При этом в такой крупной сфере потребления энергоносителей, как транспорт, газ почти не представлен.

Как мы отмечали в предыдущей главе, доля газа в энергобалансе регионов мира увеличивалась последовательно, но общие темпы достаточно низки: всего плюс 4% за последние 20 лет.



2.2. Доля СПГ в мировой торговле и слабые перетоки между региональными рынками

В начале 2000-х годов скорую и неизбежную глобализацию газового рынка, что приведет к превращению природного газа в энергетическое сырье № 1, связывали с быстрыми темпами развития индустрии сжижения газа. К 2011 году доля СПГ в общей добыче выросла с 4 до 10%. Расширились география производства и набор участников рынка сжиженного газа. К пионерам – Северной Африке и Азии – добавились крупные центры в Экваториальной Африке, Латинской Америке и на Ближнем Востоке. Катар, который в конце 2010 года вывел свои заводы на проектную мощность (77 млн т или 100 млрд кубометров), превратился в лидера и занял треть рынка. Кроме того, построены первые заводы в крупнейших экспортерах трубопроводного газа – в Норвегии и России.

Экспорт СПГ, млрд кубометров*

	1990	2000	2010	2011	Кол-во терминалов в 2011 году	Проектная мощность в 2011 году
Северная Америка	1,4	1,8	0,9	2	1	2
США	1,4	1,8	0,9	2	1	2
Европа	-	-	4,7	4	1	5,5
Норвегия	-	-	4,7	4	1	5,5
Экс-СССР	-	-	13,4	14,4	1	12,5
Россия	-	-	13,4	14,4	1	12,5
Ближний Восток	3,2	23,7	100,6	129,5	14	129,5
Катар	-	12	75,8	102,6	10	100,1
Африка	20,3	32	58,4	57	13	78,7
Алжир	19	25,5	19,3	17,1	4	27,3
Нигерия	-	5,7	23,9	25,9	4	27,7
Латинская Америка	-	4	22,2	24	4	27,5
Тринидад и Тобаго	-	4	20,4	18,9	3	21,8
Азия	47,3	75,7	96,1	98	11	105,8
Индонезия			31,4	28,8	3	47
Малайзия	7,9	22	30,4	32,8	3	31,2
Всего	72	137,2	296,3	330,8	45	361,5
Доля от добычи газа, %	4	6	9	10	-	-

* эквивалент природного газа

Источник: LNG Report

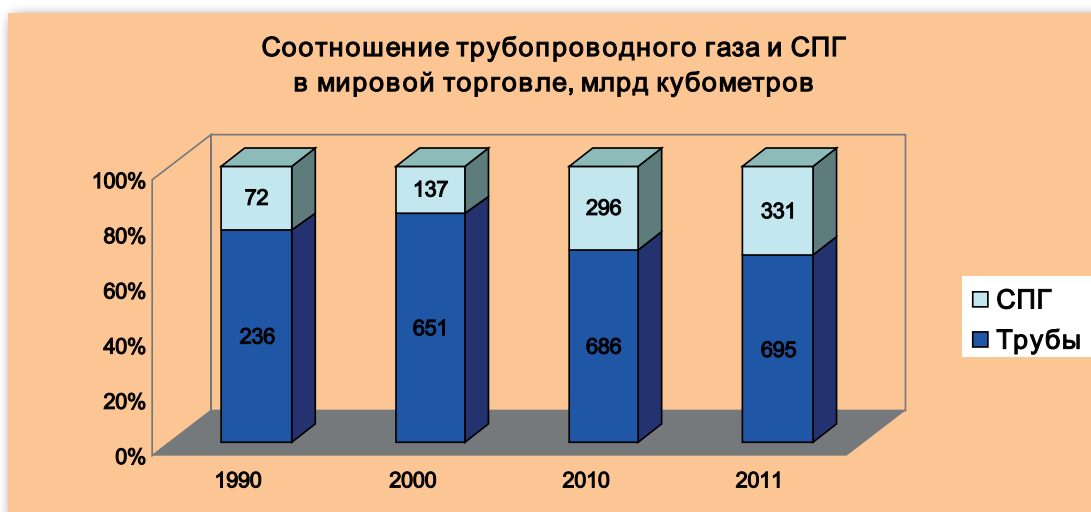
В то же время СПГ остается достаточно закрытым клубом, войти в который не просто. Норвежцы испытывали огромные технические проблемы и на протяжении нескольких лет не могли вывести свой первый завод на проектные параметры. Кроме того, после 40 лет существования этой индустрии начался процесс выпадения из него некоторых лидеров из-за истощения ресурсов. Уже на треть пустуют мощности по производству СПГ в Индонезии и Алжире в общей сложности на 29 млрд кубометров газа.

Несмотря на существенный рост производства сжиженного газа в мире, темпы развития недостаточно велики для того, чтобы определять рынок в целом и обеспечить интеграцию. В значительной степени это связано и с оказавшимися несостоятельными



ожиданиями роста спроса на СПГ со стороны Соединенных Штатов Америки. В течение 2000-х годов США готовились стать крупным импортером сжиженного газа в связи с падением добычи на собственных месторождениях и планами частичного замещения нефти в собственном энергобалансе природным газом. Для этого были расширены мощности существовавших 4 терминалов по приему и построены 8 новых, и еще около 10 находились в процессе получения разрешений, когда в стране резко начала расти добыча газа из нетрадиционных источников (сланцевого и других видов трудноизвлекаемого газа). В результате в США на сегодняшний день имеются регазификационные мощности, рассчитанные на импорт свыше 165 млрд кубометров в год. При этом в 2011 году эта инфраструктура была задействована всего лишь на 7%.

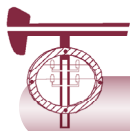
В сфере экспортно-импортных операций трубопроводные поставки по-прежнему играют доминирующую роль, и динамика роста доли СПГ не столь велика. В 1990 году по трубам на рынки поступало 77% (23% сжиженного газа), в 2010-2011 годах – около 70%. При этом только в Европе прослеживается некоторая конкуренция между закупками сжиженного газа и импортом по трубам. В Азии основой торговли является СПГ, а Северная Америка так и не волилась в мировой рынок, получив возможность пользоваться внутренними ресурсами.



Источник: BP Statistical

Но, главное, крайне малы трансграничные перетоки газа. Почти треть СПГ (почти весь произведенный в Азиатско-Тихоокеанском регионе) в 2011 году не покинула региональный рынок. В трансграничной торговле трубопроводным газом процент поставок внутри региона больше. Лишь треть (около 220 млрд кубометров) приходится на поставки за пределы региона за счет поставок из республик бывшего Советского Союза и Северной Африки в Европу.

Соответственно, всего примерно 440 млрд кубометров газа в настоящее время участвует в трансрегиональной или глобальной торговле газом, то есть не более 14%. Для сравнения, из 4 млрд тонн нефти мирового потребления более половины (2,2 млрд т) участвует, по расчетам BP, в трансрегиональной торговле.



2.3. Ценовые дисбалансы на региональных рынках

Конкурентоспособность газа в значительной степени определяется не только доступностью ресурсов, но и приемлемой ценой на него. На сегодняшний день в мире существует несколько моделей ценообразования – регулируемые цены (рынки производителей газа, развивающиеся рынки), цены, основанные на привязке к нефтепродуктам или другим торгуемым энергоносителям (континентальная Европа, большая часть азиатского рынка СПГ), спотовое ценообразование на базе баланса спроса и предложения (США, Великобритания), применение которых предопределяет наличие ценовых дисбалансов и обособление рынков газа.

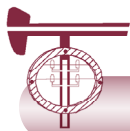
Большая часть газа на сегодняшний день продается по регулируемым ценам и по ценам с нефтяной привязкой. Следует отметить, что регулируемые цены, хотя и призваны ограничить давление на экономику стран и развивать потребление, играют и негативную роль. В странах – производителях газа регулирование тормозит развитие добычи, в развивающихся странах (Индии и Китае) административный механизм установления цен тормозит развитие потребления, поскольку не позволяет привлекать в достаточном объеме импортный газ с мирового рынка.

С другой стороны, наличие экспорта или импорта газа оказывает давление на власти и требует увеличивать регулируемые цены на внутреннем рынке. В первом случае для того, чтобы сделать «домашние» поставки достаточно привлекательными по сравнению с поставками за рубеж, во втором – для того, чтобы позволить импортерам вести коммерчески оправданную деятельность. Наиболее наглядные модели здесь Россия и Китай, которые вынуждены двигаться в сторону повышения цен на внутреннем рынке, чтобы обеспечить рост добычи и рост спроса соответственно.

Еще один достаточно распространенный вариант поведения регуляторов – сдерживание цен на газ с целью добиться на внутреннем рынке замещения нефти, чтобы освободить ее объемы для экспорта. Подобные процессы характерны для крупнейших экспортеров нефти (Саудовской Аравии, ОАЭ), а также для Ирана, который не имеет возможности развивать свой экспортный потенциал в газовой сфере по геополитическим причинам.



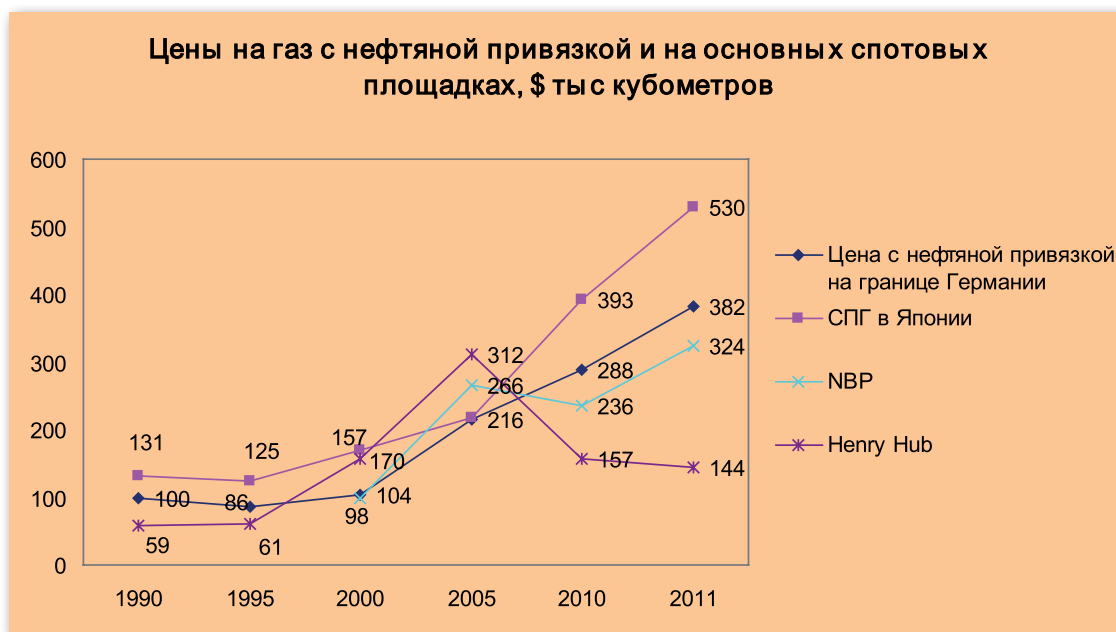
Источник: ФСТ РФ



Так или иначе, процессы дерегулирования цен на газ очень сильно растянуты во времени, что связано с социально-политическими причинами. В России за последние 8 лет средняя оптовая цена на газ для промышленных потребителей увеличилась в 3,5 раза, но всего на 61 долл. за тыс. кубометров. Для сравнения, цены «Газпрома» при поставках в страны СНГ и дальнего зарубежья за этот же период увеличились на 250 долл.

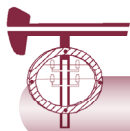
Однако для рынков, где растут потребности в импорте, невозможно длительное время сдерживать темп роста цен на газ, и властям приходится поднимать регулируемые тарифы скачкообразно. Именно это произошло в Китае в 2007 году, когда страна стала импортировать СПГ. Пришлось поднять оптовые цены сразу на 20-40%, а в 2011 году начать эксперимент по либерализации цен на газ (по привязке их к стоимости дизельного топлива) в ряде провинций. В результате цена в них повышена в три-четыре раза до мирового уровня.

Львиная доля трансграничной торговли газа – и трубопроводного и сжиженного – исторически основана на ценообразовании с нефтяной привязкой. Это было связано с тем, что газ на рынках сбыта конкурировал в основном с мазутом и дизельным топливом (на европейском рынке), а также с сырой нефтью (в Азии). Поставщикам же газа нужны были гарантии возврата долгосрочных инвестиций в добычу и транспортную инфраструктуру. Кроме того, это было связано с монопольным (или олигопольным) характером рынка в странах-потребителях. В свою очередь, малое количество ретейлеров также было обусловлено необходимостью вкладывать значительные деньги в инфраструктуру потребления и ограниченным набором поставщиков газа извне. Ни на азиатских рынках (Япония и Южная Корея), ни в континентальной Европе не было предпосылок для либерализации рынка по англо-саксонской модели (США и Великобритания).



Источник: BP Statistical

Но вплоть до середины 2000-х годов не было особой коммерческой целесообразности для борьбы за отказ от нефтяной привязки. Цены на газ по долгосрочным контрактам с формулой были либо незначительно выше спотовых, либо даже ниже их.



Ситуация изменилась в 2008-2009 годах, когда одновременно сложились сразу несколько факторов:

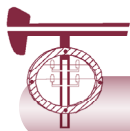
- Финансово-экономический кризис подкосил спрос на развитых рынках.
- В США проявились результаты разработки трудноизвлекаемых ресурсов, что привело к отказу от импорта значительных объемов СПГ.
- Произошел скачкообразный рост мощностей по производству сжиженного газа в Катаре, что увеличило предложение сжиженного газа.
- Европейские импортеры перезаложились по объемам отбора в рамках долгосрочных контрактов.
- Началось административное давление на крупных импортеров в Европе, которое спровоцировало рост конкуренции за потребителей между большими концернами.

По отдельности эти факторы не имели бы такого влияния на цены и ситуацию на рынках, но все вместе привели к панике и эффекту домино. Из-за избытка предложения газа обвалились цены на спотовых площадках, конкуренция за потребителей вылилась в необходимость для импортеров демпинговать, несмотря на убытки. А когда убытки стали расти в геометрической прогрессии, давление было перенаправлено на долгосрочные контракты с иностранными поставщиками, на объемы «бери или плати» и на ценовую привязку к нефти.

Впрочем, разрыв между ценами по долгосрочным контрактам и ценами на спотовых площадках составляет всего 20% (на континентальных площадках) или около 50 долл. с тыс. кубометров. И если ситуация в экономике Европы начнет выправляться, что приведет к росту спроса на энергию, то разрыв может быть легко ликвидирован. Также не стоит забывать, что цены по долгосрочным контрактам включают в себя «пакет услуг», гибкость по отбору и гарантии поставок заявленных объемов, в том числе и в пиковые периоды. Поэтому дискуссии о полном переходе к спотовому ценообразованию на газ в Европе на корпоративном уровне сейчас (после того, как клиенты получили от «Газпрома» и других экспортеров уступки по ценам) несколько стихли. Хотя на политическом и экспертном уровне это часто преподносится как главная цель развития рынка. Политики продолжают отстаивать агрессивный переход на спот, но вот участники рынка уже не так активны в этом вопросе. Вопрос в том, как при этом сохранить баланс и защитить интересы экспортеров, обеспечив инвестиции в добычу и транспортную инфраструктуру, и интересы покупателей, не допустив манипулирования рынком в условиях ограниченного круга поставщиков.

Желание убрать нефтяную привязку связано прежде всего с тем, что последние несколько лет цены на нефть устроили настоящее ралли, и почти все предсказывали их рост в будущем. На наш взгляд, фундаментальных предпосылок для чрезмерного роста цен на нефть нет. Ее запасы и добыча достаточно велики, кроме того, она будет испытывать давление со стороны альтернативных видов энергоносителей, прежде всего природного газа и возобновляемых источников.

С другой стороны, унификация цен на газ (возникновение единой системы ценообразования) объективно способствовала бы глобализации рынка газа. Но это все же вряд ли может быть установлено директивно и может быть только следствием развития инфраструктуры рынка и потребления.



2.4. Фобия импортозависимости и другие политические факторы

Это наименее объективное препятствие для роста потребления газа, но от этого оно не становится несерьезным. Боязнь зависимости от импорта (в том числе и мнимая) ведет к тому, что снижается популярность газа как топлива, несмотря на оптимальное сочетание цены, доступности (наличия запасов) и экологической чистоты.

Особенно сильно эта фобия выражена в ЕС. До такой степени, что в условиях финансового кризиса страны готовы увеличивать потребление более дешевого, но грязного угля и тратить миллиарды евро на субсидирование возобновляемых видов энергии вместо газа.

При этом на сегодняшний день только Европа имеет возможность получать газ сразу из трех крупных источников – трубопроводный газ с постсоветского пространства и из Северной Африки, а также за счет усиленного строительства терминалов по приему СПГ – сжиженный газ из Африки и с Ближнего Востока.

Но все это не имеет значения для европейских политиков, учитывая, что собственная добыча газа падает. Даже если удастся еще больше диверсифицировать импорт за счет газа из Каспийского региона, вряд ли это изменит ситуацию принципиально, поскольку зависимость от импорта будет продолжать расти, а степень диверсификации источников поставок у Европы и сейчас достаточно велика.

С другой стороны, развитию фобии также способствуют и объективные факторы – а именно большое количество военных конфликтов и просто политическая напряженность в регионах-экспортерах газа. Арабская весна и активная роль Катара (главного поставщика СПГ) в процессах обострения ситуации на Ближнем Востоке и в Северной Африке уже имели небольшие негативные последствия для снабжения Европы. Почти на год в Италию были прекращены поставки из Ливии. Если бы волнения перекинулись на Алжир (а такую вероятность нельзя исключить в будущем, учитывая сложный этнический и конфессиональный состав страны), ситуация с газоснабжением Италии, Испании, Португалии и отчасти юга Франции могла бы выйти из-под контроля. Проблемы политического характера изолировали газовый потенциал Ирана, лишив Европу возможности закупать газ в этой стране, не говоря уже о том, что возможный сценарий силового решения иранской проблемы будет иметь тяжелейшие последствия для нефтяного и газового рынков, вплоть до ударов по катарским объектам СПГ.

Кроме того, газовые проекты – особенно связанные с трансграничной торговлей посредством трубопроводного транспорта – имеют огромное политическое измерение, даже более ярко выраженное, чем в современной нефтяной отрасли. Это связано с тем, что участники таких проектов связывают себя достаточно жесткими обязательствами на 20-30 и более лет, вступая в долгосрочный энергетический альянс. При этом альянс делает поставщика и покупателя взаимозависимыми гораздо сильнее, чем в сфере поставок СПГ, где с учетом развития регазификационной инфраструктуры имеется возможность перенаправить значительные объемы сырья на альтернативные рынки. Данный фактор является одним из сдерживающих подписание российско-китайского газового контракта. И хотя принято считать, что ключевые разногласия кроются в цене, опасения попасть в зависимость от монопокупателя играют не менее важную роль с точки зрения стратегии.

В этой связи геополитические вопросы зачастую превалируют над понятиями экономической целесообразности и коммерческой выгоды. Еще один аспект – роль транзитных стран и связанные с этим риски надежности поставок.



«Газпром» готов строить «Южный поток» в обход Украины, пытаясь укрепить свои позиции в юго-восточной Европе в противовес проектам вывода газа с Ближнего Востока и Каспия и одновременно застраховать себя от транзитных кризисов (2006 и 2009 годов). Вопросы транзита тормозят проекты вывода туркменского газа в Европу и Индию, поскольку имеют на своем пути неурегулированные территориальные проблемы на Каспии и риски послевоенного Афганистана с наложенными на них давними политическими противоречиями Дели и Исламабада. Наконец, 50-летнее противостояние на Корейском полуострове блокирует развитие проектов по экспорту трубопроводного газа из России в Южную Корею, что могло бы дать толчок корейскому спросу, ныне зависимому от конъюнктуры СПГ.

Глава 3. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА

Газовый рынок в ближайшие 20 лет будет развиваться динамично и последовательно, но в целом достаточно умеренно (около 1,5% в год). Главные точки роста добычи будут находиться на Ближнем Востоке (прирост свыше 600 млрд кубометров) и в АТР (свыше 300 млрд), где основными локомотивами будут выступать Китай и Австралия – лидер роста потребления газа и в скором будущем крупнейший экспортер СПГ.

Методика прогнозирования основана на сравнительном анализе показателей добычи, запасов и восполнения минерально-сырьевой базы за последние 20 лет, а также на результатах рассмотрения новых добычных проектов в различных регионах мира. В то же время прогноз спроса на газ разрабатывался посредством обработки данных развития добычи и потребления газа, темпов экономического роста и доли газа в энергобалансе.

Прогноз добычи газа, млрд кубометров

	2010	2020	2030	Изменение, %
Северная Америка	806	910-930	950-990	+21-23
США	604	720-740	740-780	+26-29
Европа	289	190-210	130-160	-45-55
ЕС	183	100-120	70-90	-50-62
Норвегия	105	80-100	50-90	-15-52
Экс-СССР	739	850-870	960-1000	+29-35
Россия*	590	660-680	730-770	+23-30
Туркменистан	42	70-90	100-120	+138-200
Африка	214	290-310	390-410	+82-92
Латинская Америка	162	210-220	250-280	+54-73
Ближний Восток	472	760-780	1050-1150	+122-143
Азия	484	660-700	780-820	+61-69
Китай	95	170-190	250-300	+163-216
Австралия	46	160-180	150-200	+226-334
Всего	3223	3900-4000	4500-4600	+39-43

* без учета попутного и технологического газа

Источник: ФНЭБ

В Африке, на постсоветском пространстве, в Северной и Латинской Америке рост добычи за 20 лет будет варьироваться от 100 до 250 млрд кубометров. И только Европа продолжит падать и потеряет около половины добычных мощностей, имевшихся в 2010 году.

В целом же добыча газа в мире увеличится на 40%, или на 1,35 трлн кубометров.

На развитых рынках – США, Европа (кроме Турции) – не стоит ожидать значительных темпов роста спроса, хотя на 20-25% за 20 лет потребление газа увеличится. Азия благодаря бурно развивающимся Китаю и Индии выйдет на первое место в потреблении



газа, а Ближний Восток обойдет Европу и постсоветское пространство, где росту спроса будут мешать высокие цены на природный газ.

Прогноз потребления газа, млрд кубометров

	2010	2020	2030	Изменение к 2010 году, %
Северная Америка	817	840-870	980-1020	+20-25
США	673	780-810	800-840	+19-25
Европа	564	650-670	680-720	+21-28
ЕС	524	570-590	620-650	+18-24
Турция	33	55-65	70-85	+112-157
Экс-СССР	581	630-660	640-690	+10-19
Россия*	415	450-470	460-500	+11-20
Африка	105	140-160	180-210	+71-100
Латинская Америка	150	200-220	240-280	+60-87
Ближний Восток	377	600-620	740-780	+96-107
Азия	558	950-970	1150-1310	+106-134
Китай	112	290-320	580-620	+418-454
Япония	94	120-140	140-160	+49-70
Индия	61	90-110	140-180	+130-195
Всего	3220	4010-4170	4600-4800	+43-49

* без учета попутного и технологического газа

Источник: ФНЭБ

Значительные запасы газа во всем мире

Ресурсная база природного газа значительна и продолжает расширяться с развитием новых технологий разведки и добычи. Коэффициент восполнения запасов, по самым консервативным оценкам, составляет около 200%. С 1990 по 2010 год в мире было добыто в общей сложности 49,8 трлн кубометров. За тот же период доказанные запасы газа, по нашим расчетам, увеличились со 116 до 165 трлн кубометров, то есть на те же 49 трлн кубометров. Кроме Европы, где запасы, согласно данным BP, за 20 лет остались на уровне 4,9 трлн кубометров, в остальных частях света резервы росли. Особенно мощный рывок – почти в 2 раза – удался Ближнему Востоку за счет открытия крупного месторождения в катарской и иранской части Персидского залива («Северный купол»/«Южный Парс»). Теперь доля ближневосточных запасов в балансе увеличилась с 32 до 42%.

Значительный рост – около 7 трлн кубометров в плюс – благодаря разработке газовой провинции в Тарымском бассейне Китая и австралийским проектам (в том числе по извлечению метана из угольных пластов) наблюдался в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Это особенно важно, учитывая ожидаемый бум спроса на природный газ в АТР.

В связи с открытием достаточно крупного месторождения в Туркменистане (Южный Йолотань, переименованный в Галканыш) имеет место рост запасов на постсоветском пространстве. В то же время оценки, сделанные в рамках международного аудита, по увеличению доказанных запасов месторождения с 4-8 трлн до 14-24 трлн не внушают доверия, учитывая большие глубины залегания и высокое содержание серы. По расчетам ФНЭБ, общие запасы на территории бывшего СССР увеличились на 5 трлн кубометров.



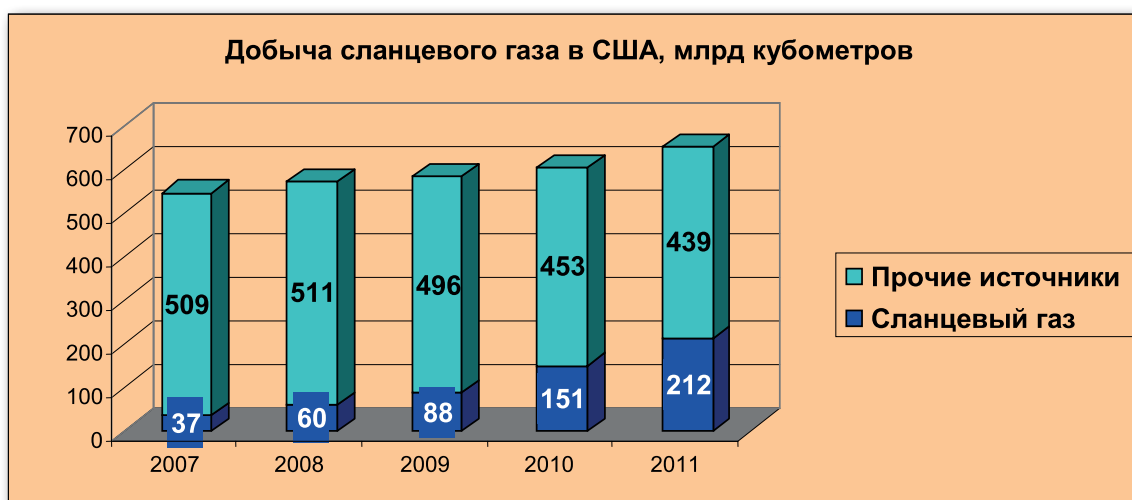
На столько же увеличились запасы в Африке, в основном за счет разработки средиземноморского шельфа в Египте. Это, в свою очередь, открыло дорогу новым геологоразведочным проектам у берегов Израиля и Кипра и перспективным для добычи участкам. Но в Африке развиваются новые провинции на атлантическом и индоокеанском побережьях. К бурно наращивающей добычу Нигерии присоединяются Экваториальная Гвинея, Ангола, а на востоке обнаружены значительные запасы на шельфе Мозамбика и Танзании.

В Северной Америке падение запасов в Мексике (наряду с европейскими газовыми державами Великобританией, Нидерландами и Данией, а также с Аргентиной, здесь зафиксировано наибольшее снижение запасов) с лихвой компенсировано ростом резервов в США с 4,7 трлн кубометров до 8-8,5 трлн. Теперь США имеют 80% газовых запасов в Северной Америке, хотя 20 лет назад располагали всего половиной. В значительной степени это связано с повышением эффективности добычи газа из сланцевых залежей, что открывает для мировой газовой отрасли новые перспективы развития.

Расширение возможностей собственной добычи за счет ресурсов газа из нетрадиционных источников

Принято считать, что так называемая сланцевая революция в Соединенных Штатах оказала медвежью услугу развитию мировой торговли газом. В краткосрочной перспективе это действительно так. США не стали крупным импортером СПГ, хотя готовились к этому большую часть 2000-х годов, построив значительные и сейчас невостребованные мощности по регазификации. Однако возможность добывать все большие объемы сланцевого газа и за счет этого наращивать потребление данного вида сырья открывает феноменальные перспективы для повышения значимости газа в энергобалансе.

Всего за 4 года (с 2007 по 2010 год) добыча сланцевого газа выросла почти в четыре раза, а его доля достигла 25%. Это позволило не только компенсировать падение традиционной добычи, но и обеспечить общий рост на 60 млрд кубометров. В 2011 году рост добычи сланцевого газа продолжал опережать падение отдачи из традиционных источников, хотя официальных данных от EIA пока не опубликовано.



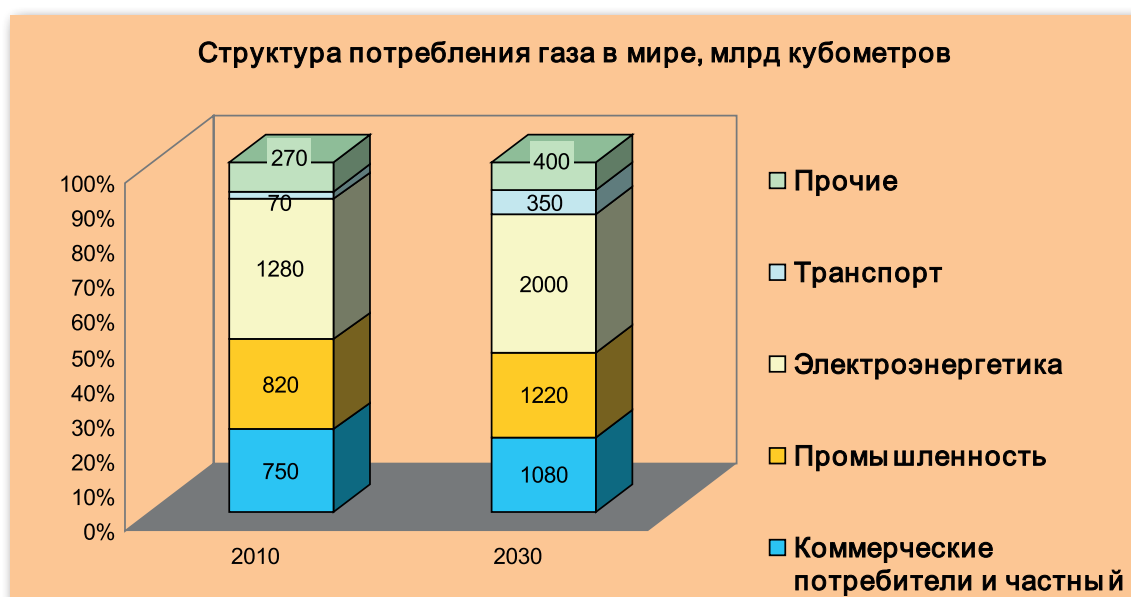
Источник: EIA, ExxonMobil

Но главный эффект, который уже дала сланцевая лихорадка, психологический. Она изменила отношение к природному газу на американском рынке. Теперь газ здесь



воспринимается как новый локомотив экономики США и топливо, которое снижает зависимость от импорта, а значит, абсолютно приемлемо с точки зрения энергетической безопасности (и при этом более чистое, чем местный уголь). Этому впечатлению способствует и ситуация на рынке газа, который оказался не готов к росту добычи. Производителям приходится конкурировать за потребителей, что обвалило спотовые цены до 70-80 долл. за тыс. кубометров, а это значительно ниже даже средней себестоимости добычи (160-200 долл.). Низкие цены стимулируют рост потребления, в том числе и в долгосрочном измерении – активные инвестиции в газогенерацию, газохимию и использование газа в качестве моторного топлива. Если произойдет качественный рост сферы потребления газа на самом крупном на сегодняшний день рынке, это может привести к тому, что к экспорту новых технологий добычи газа (бурение горизонтальных скважин и множественный гидроразрыв) добавится распространение технологий потребления природного газа.

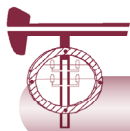
Сейчас еще сложно оценить масштабы и скорость этих процессов. Ресурсы сланцевого газа имеются в различных регионах мира: в Китае, Канаде, Аргентине, Австралии, Восточной Европе, Африке и России. Вопрос экономической целесообразности и технологических возможностей разработки здесь остается открытым. Тем не менее в перспективе 20 и более лет можно говорить о развитии добычи газа из нетрадиционных источников в других регионах.



В результате это будет открывать новые горизонты для расширения роли газа в целом. По нашему мнению, это не только не повредит мировой торговле газом, но и позволит ее расширить, так как поддержит рост спроса на это сырье на развивающихся рынках. Кроме того, уже в скором будущем это станет способствовать увеличению предложения сжиженного природного газа, добытого из нетрадиционных источников. Такие проекты уже реализуются в Австралии и США.

Увеличение географии производства и импорта СПГ

Производство сжиженного природного газа за последние 10 лет выросло на 200 млрд кубометров (более 150 млн тонн). И, по нашим оценкам, продолжит расти, как минимум,



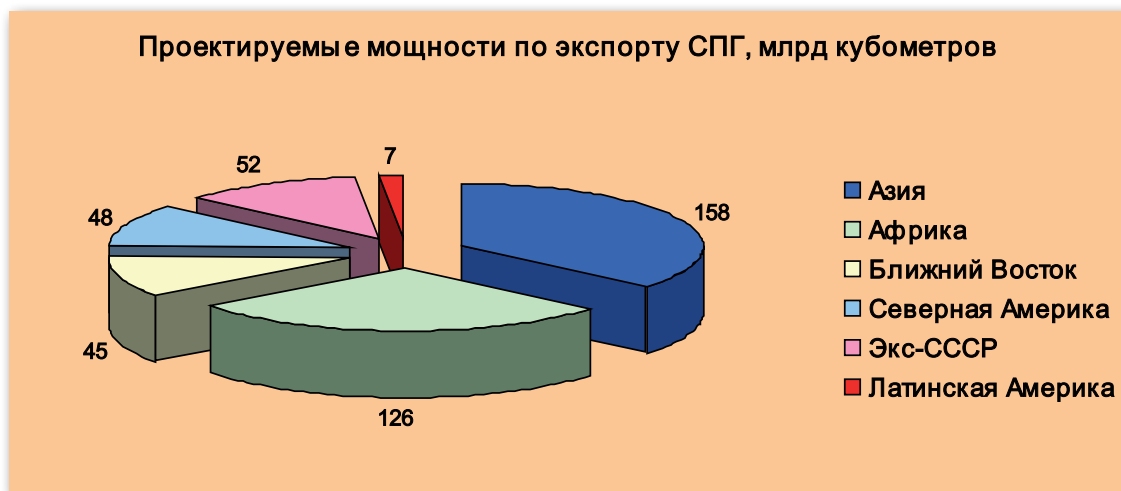
такими же темпами в ближайшие два десятилетия. Доля СПГ в мировом газовом балансе превысит 16%, а в международной торговле газом достигнет 40-50%.

На сегодняшний день в Азии, Африке, Северной Америке, на постсоветском пространстве и Ближнем Востоке в стадии строительства или проектирования находятся заводы мощностью 430-440 млрд кубометров. Срок их ввода планируется до 2020 года, хотя очевидно, что, скорее всего, процесс растянется на 20 лет.

После катарского бума 2000-х годов планируется переход пальмы первенства в Азиатско-Тихоокеанский регион, где Австралия намерена реализовать проекты в общей сложности на 130 млрд кубометров. При этом из этого объема 60% (более 80 млрд кубометров) уже находятся в стадии строительства. Учитывая возможные задержки, с высокой долей вероятности эти заводы выйдут на проектную мощность до конца этого десятилетия.

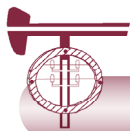
В Африке, где также ожидается бум СПГ, уже строятся три завода – один в Анголе (6,7 млрд кубометров) и два в Алжире (12 млрд кубометров). Срок ввода – в 2012 и 2013 годах соответственно. По остальным проектам, в основном в Нигерии, но также в Камеруне, Экваториальной Гвинее, Египте и Мозамбике, еще только предстоит принять инвестиционные решения и приступить к конкретным действиям, поэтому большую часть африканского СПГ следует ожидать после 2020 года, так же как и российские проекты.

В то же время на Ближнем Востоке на сегодняшний день нет строящихся заводов по сжижению газа. В Катаре продолжает действовать объявленный мораторий до 2014 года; кроме того, у страны имеется дефицит площади для строительства новых СПГ-проектов, даже если правительство этого арабского эмирата примет решение отменить запрет.



Источник: LNG Report

Что касается СПГ-потенциала Северной Америки и США в частности, то, несмотря на некоторые радикальные оценки об огромных возможностях для экспорта сланцевого газа в сжиженном виде, по расчетам ФНЭБ, американская администрация будет крайне взвешенно подходить к выдаче разрешений на экспорт. Сейчас соответствующие лицензии выданы двум консорциумам, которые решили переоборудовать регазификационные терминалы (Sabine Pass и Freeport) в Мексиканском заливе в заводы по сжижению и экспорту. Общая мощность двух проектов составляет около 31 млн т, что уберет с газового рынка США около 50 млрд кубометров газа. Причем терминалы



должны заработать после 2016 года, когда американский рынок, ныне испытывающий существенный профицит, придет в равновесие. То есть экспорт будет способствовать росту цен на газ в США и сопротивлению со стороны промышленного лобби и общественности, которой будет сложно объяснить, почему нужно рисковать экологией ради поставок в другие страны.

Оценки, утверждающие, что Соединенные Штаты к концу десятилетия станут крупным экспортером СПГ, в этой связи выглядят лишенными серьезных оснований. В том числе и потому, что экономика экспортных проектов построена на крайне неустойчивой базе, а именно на значительной разнице между ценами Henry Hub с одной стороны и ценами газа в Европе и Азии с другой. Сейчас она достигает 200-300 долл. на тыс. кубометров, что с лихвой покрывает затраты на сжижение, транспортировку и регазификацию, которые для атлантического бассейна можно оценить в 100-150 долл. и до 200 долл. для поставок в АТР. Однако рыночная конъюнктура в США и Европе весьма нестабильна. В случае роста цены на газ на американском рынке и одновременного ее снижения в Европе экспорт СПГ из США может оказаться коммерчески не оправданным.

Таким образом, целый набор факторов – ликвидация профицита газа на американском рынке, коррекция цены в Henry Hub, усиление конкуренции на рынках в Европе и Азии, а также соображения политического и психологического характера (сложно объяснить американским избирателям, почему газ, добываемый в Пенсильвании, будет поступать на китайский рынок, снижая предложение в самих США) – будет значительно ограничивать экспортный потенциал Соединенных Штатов в газовой сфере.

Важную роль в этом процессе играет и активное развитие мощностей по импорту и регазификации СПГ. Уже сейчас они готовы принимать столько газа, сколько будет производиться согласно прогнозу к 2030 году (более 750 млрд кубометров). То есть в настоящее время запасы емкости едва превышают 45%. Основные мощности созданы в Японии, Южной Корее, США и ЕС. Но в последние годы активно развивается практика строительства небольших (в том числе) плавучих терминалов, которые позволяют диверсифицировать источники снабжения или повысить надежность и гибкость поставок газа. Постепенно расширяется клуб и экспортеров, и импортеров СПГ, вовлекая в международную торговлю все новых участников.

Импорт СПГ, млрд кубометров

	1990	2000	2010	2011	Кол-во	Заплани- рованная мощность в 2011 году	2020	2030
Северная Америка	2,5	6,8	20,8	17,4	15	184,7	15	25
США	2,5	6,8	12,2	10	12	165,6	5-10	
Европа	17,7	32,1	87,2	90,7	21	167,7	140	160
Великобритания	-	-	18,7	25,3	4	45,2	35-40	
Испания	н/д	н/д	27,9	24,2	5	57,9	30-35	
Франция	н/д	н/д	14,2	14,6	3	23,5	20-25	
Африка	-	-	-	-	-	-	-	-
Экс-СССР	-	-	-	-	-	-	-	-
Латинская Америка	-	-	7,6	10,9	8	39	20	30
Аргентина	-	-	1,8	4,4	2	10,4	10	
Ближний Восток	-	-	3	4,6	2	9,1	15	25



	1990	2000	2010	2011	Кол-во	Заплани- рованная мощность в 2011 году	2020	2030
Кувейт	-	-	-	3,2	1	5,2	5	
Азия	52	98,3	177,8	207,3	41	357,1	290	510
Япония	47	58	95,1	107	28	237,5	130	
Корея	4	9	44,4	49,3	4	59,5	70	
Всего	72,1	137,2	296,3	330,8	87	758	540	750

Источник: LNG Report

Новые трубопроводные проекты

В то же время мы ожидаем, что баланс 50 на 50 между СПГ и трубопроводным газом в межрегиональной торговле сохранится за счет развития новых газопроводных маршрутов с постсоветского пространства в Европу и АТР. Кроме того, возможно увеличение экспорта в ЕС по трубе из Африки и начало реализации экспортного потенциала Ирана, который сейчас почти полностью изолирован.

Больших трансрегиональных трубопроводных проектов не так много:

- Центральная Азия – Китай мощностью до 90 млрд кубометров. Первая нитка уже запущена, еще одна строится, третья предполагается в зависимости от добычных возможностей Туркменистана, Узбекистана и Казахстана.
- Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия (30 млрд кубометров). Переговоры о подписании финального соглашения и контрактов на поставку и транзит продолжаются много лет, но именно сейчас стороны близки к договоренностям как никогда.
- Расширение Южно-Кавказского газопровода и строительство газопровода TANAP для вывода в Европу и Турцию азербайджанского газа с проекта «Шах-Дениз-2» (16 млрд кубометров).
- Транскаспийский газопровод для подключения к этой системе («Южный коридор») Туркменистана мощностью 30 млрд кубометров.
- Газопроводы «Северный поток» и «Южный поток» из России в Европу общей мощностью 120 млрд кубометров. Пока эти проекты не предполагают доставку в ЕС объемов нового газа, но в перспективе эта инфраструктура может быть использована для увеличения экспорта в абсолютных числах.
- Проекты поставок трубопроводного газа из России в Китай (до 68 млрд кубометров).
- Газопровод GALSI (до 30 млрд кубометров) для поставки газа из Алжира в Италию.
- Газопровод Иран – Пакистан – Индия (30 млрд кубометров). Проект тормозится международной изоляцией Тегерана и давлением на Дели со стороны Вашингтона, который склоняет индийцев к контракту с Туркменистаном.
- Ирак (Курдистан) – Турция (20 млрд кубометров).

Общая мощность этих проектов составляет около 400 млрд кубометров, но большинство из них обсуждается много лет (некоторые больше 10). Следует ожидать, что только ряд из них будет реализован в задуманном варианте и масштабе, имея в виду значительные политические противоречия вокруг строительства газопроводной инфраструктуры. Однако даже половина проектов существенно расширит пространство и объемы международной торговли природным газом.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- Доступные в разработке запасы газа в мире выглядят значительно, а развитие технологий добычи и транспортировки как по трубам, так и в виде СПГ, создает хорошие предпосылки для безопасного и надежного удовлетворения роста спроса.
- По соотношению цены, доступности, потребительских свойств и экологичности газ значительно опережает все ныне известные энергоресурсы. И его доля в мировом энергобалансе существенно недооценена в связи с инерционностью развития инфраструктуры потребления, а также политическими рисками, которые были связаны с тем, что основные запасы газа были сосредоточены всего в двух регионах – России и Персидском заливе.
- Успехи в разработке сланцевых запасов в США, а также ожидаемый рост экспорта СПГ из Австралии сняли или значительно снизили этот психологический барьер страха крупных потребителей-импортеров перед возможными ограничениями предложения.
- Увеличение доли торговли газом с 15% в 1990 году до 32-33% по итогам 2011 года – свидетельство постепенного развития рынка этого топлива, несмотря на сохранение большой разницы между региональными рынками.
- Высокий уровень регионализации связан в значительной степени с тем, что темпы роста доли СПГ в общем балансе потребления газа пока недостаточны. Сейчас этот более гибкий вариант снабжения газом занимает всего 10% спроса и 30% в объеме экспортно-импортных операций. К 2030 году мы ожидаем, что доля СПГ подрастет как минимум до 15-16% и 40-50% соответственно. Это, очевидно, приведет к большей гибкости поставок и к увеличению перетоков газа между различными рынками, а значит, будет способствовать глобализации.
- В то же время газу вряд ли удастся к 2030 году существенно изменить нынешнее соотношение в мировом энергобалансе, что связано со значительной инерцией в сфере потребления (20 лет явно недостаточно для того, чтобы создать необходимую инфраструктуру, которая позволит заместить нефть газом в промышленности и транспорте). А что касается угля, то торговля этим видом топлива гораздо менее политизирована, что в совокупности с более низкими ценами создает серьезное конкурентное преимущество в краткосрочной перспективе.