

Развитие рынка СПГ:

**Эволюция торговли
и ценообразования**



Секретариат Энергетической Хартии **2009**

Информация, содержащаяся в настоящей работе, получена из источников, которые считаются надежными. Тем не менее, ни Секретариат Энергетической Хартии, ни её авторы не гарантируют точность или полноту информации, содержащейся в ней; ни Секретариат Энергетической Хартии, ни её авторы не несут ответственность за какие бы то ни было потери или ущерб, вытекающие из использования этой информации или из любых ошибок или упущений в ней. Настоящая работа публикуется при том понимании, что Секретариат Энергетической Хартии и её авторы предоставляют информацию, но не стремятся оказывать правовые или иные профессиональные услуги.

© **Секретариат Энергетической Хартии, 2009**
Boulevard de la Woluwe, 56
B-1200 Brussels, Belgium

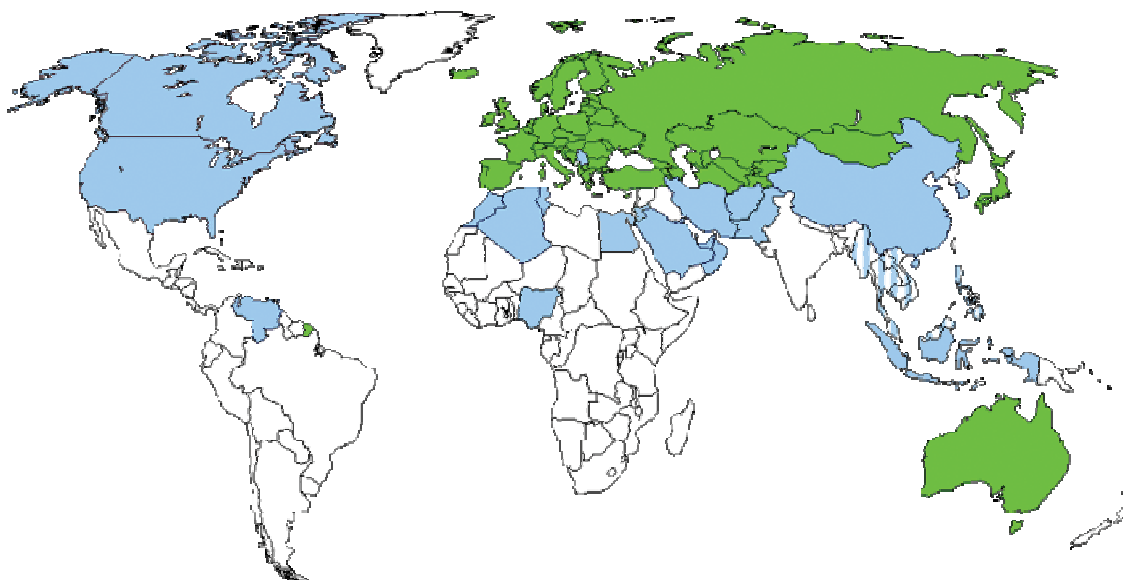
ISBN: 978-905948-080-3

Воспроизведение настоящего документа разрешается, при условии указания источника, за исключением случаев, когда оговорено иное. В противном случае все права защищены.

Договор к Энергетической Хартии

Договор к Энергетической Хартии представляет собой уникальный юридически обязательный многосторонний инструмент, посвящённый защите инвестиций, либерализации торговли, свободе транзита, урегулированию споров и экологическим аспектам энергетики. Его цель – повышение энергетической безопасности благодаря работе более открытых и конкурентных энергетических рынков, опираясь на принципы устойчивого развития и суверенитета государств над своими природными ресурсами. Договор является единственным в своём роде соглашением, нацеленным на межправительственное сотрудничество в энергетике и охватывающим всю энергетическую цепочку (от разведки к конечному потреблению) и все энергетические продукты и связанное с энергетикой оборудование.

Основанный на Энергетической Хартии 1991 года (политической декларации, подтверждающей стремление укрепить международные связи в сфере энергетики), Договор к Энергетической Хартии был подписан в декабре 1994 года и вступил в силу в апреле 1998 года. На сегодняшний день, в Договор входит пятьдесят одно государство плюс Европейские Сообщества, вместе на них приходится около 40% всемирного ВВП. При Договоре также есть двадцать три Наблюдателя и десять международных организаций, обладающих статусом Наблюдателя.



Члены Договора к Энергетической Хартии:

Австралия, Австрия, Азербайджан, Албания, Армения, Беларусь, Бельгия, Болгария, Босния и Герцеговина, бывшая югославская Республика Македония, Великобритания, Венгрия, Германия, Греция, Грузия, Дания, Европейские Сообщества, Ирландия, Исландия, Испания, Италия, Казахстан, Кипр, Кыргызстан, Латвия, Литва, Лихтенштейн, Люксембург, Мальта, Молдова, Монголия, Нидерланды, Норвегия, Польша, Португалия, Российская Федерация, Румыния, Словакия, Словения, Таджикистан, Турция, Туркменистан, Украина, Узбекистан, Финляндия, Франция, Хорватия, Чешская Республика, Швейцария, Швеция, Эстония, Япония

Наблюдатели:

Афганистан, Алжир, Бахрейн, Венесуэла, Египет, Индонезия, Иордания, Иран, Канада, Катар, Китай, Корея, Кувейт, Марокко, Нигерия, Оман, Пакистан, Палестинская национальная автономия, Саудовская Аравия, Сербия, Тунис, Объединённые Арабские Эмираты, Соединённые Штаты Америки
(вертикальными полосами обозначены страны АСЕАН)

Международные организации, имеющие статус наблюдателя:

АСЕАН, организация Балтийского регионального энергетического сотрудничества (BASREC/БРЭС), Всемирный Банк, ВТО, ЕБРР, ЕЭК ООН, МЭА, ОЭСР, ЧЭС, Электроэнергетический совет СНГ

ПРЕДИСЛОВИЕ

После того, как Секретариат опубликовал исследование «Международные механизмы формирования цен на нефть и газ: цена энергии» (2007) и исследование по СПГ «Содействие торговли СПГ: роль Энергетической Хартии» (2008), большие изменения произошли не только в энергетическом секторе, но и в более широком контексте. Эти изменения вызывают необходимость в расширении и обновлении подготовленных ранее публикаций.

Одна из трудностей, стоящих в энергетическом секторе перед рынками, разработчиками стратегии и инвесторами, состоит в большой продолжительности сроков от начала проектов до их завершения. Фактор времени усложняет будущий спрос и поставки. В случае СПГ период от окончательного инвестиционного решения о строительстве завода до начала работы проекта обычно занимает не менее четырёх лет. В этих условиях неочевидно, что ценовые сигналы, которые первоначально оправдывали новый проект, будут служить точными индикаторами предложения, которое необходимо, чтобы соответствовать будущему спросу. Поэтому часто получалось, что конкретные поставки могут начинаться в условиях рынка, сильно отличающихся от тех, которые существовали на момент начала планирования проекта.

В настоящем исследовании подробно рассматриваются спрос и предложение СПГ и цены на него в условиях изменчивых рынков, которые существовали в середине нынешнего десятилетия. Особое внимание уделено вопросу о том, какое влияние эти факторы оказывали на формирование цен на СПГ и схемы торговли.

Этот документ написан Джимом Дженсенем, консультантом и одним из авторов двух вышеупомянутых исследований, под общим руководством Ральфа Дикеля, Директора по торговле и транзиту в Секретариате Энергетической Хартии. Его подготовке способствовали также обсуждения с делегатами, представляющими правительства стран-членов Энергетической Хартии на заседании Группы по торговле и транзиту в мае 2009 года.

Настоящее исследование публикуется с моей санкции как Генерального Секретаря Секретариата Энергетической Хартии и без ущерба для позиций Договаривающихся Сторон и их прав и обязанностей по Договору к Энергетической Хартии или по соглашениям ВТО.



Андрэ Мернье
Генеральный Секретарь
Брюссель, июнь 2009 года

СОДЕРЖАНИЕ

Глава 1. Введение	8
Глава 2. Предложение СПГ и спрос на него	10
2.1 Эволюция рынка.....	10
2.2 Прогноз.....	11
2.3 Источники поставок.....	13
2.4 Спрос на СПГ.....	14
2.5 Баланс регионального предложения	17
2.6 Мощности СПГ-танкеров	18
Глава 3. Себестоимость СПГ	20
3.1 Заводы по сжижению	20
3.2 Регазификационные терминалы	22
3.3 Танкеры	22
Глава 4. Формирование цен на СПГ	23
4.1 Структура отрасли и её влияние на динамику цен	23
4.2 Либерализация газовых рынков как определяющий фактор формирования цен на газ.....	23
4.3 Потенциальные факторы конкуренции на рынках, зависящих от контрактов – трубопроводы	25
4.4 Потенциальные факторы конкуренции на рынках, зависящих от контрактов – СПГ... ..	26
4.5 Ценообразование на либерализованных товарных рынках	28
4.6 Ценовой арбитраж в Атлантическом бассейне при гибком выборе пункта назначения.....	30
4.7 Ценообразование на рынках, зависящих от контрактов – Северо-Восточная Азия ...	32
4.8 Роль Ближнего Востока в арбитражных сделках между Атлантическим и Тихоокеанским бассейнами	34
4.9 Ценообразование на рынках, зависящих от контрактов – континентальная Европа..	34
Глава 5. Нынешние тенденции в ценообразовании	36
5.1 Атлантическое побережье Северной Америки	36
5.2 Великобритания.....	37
5.3 Испания	37
5.4 Другие страны Европы	38
5.5 Северо-Восточная Азия и Китай	39
5.6 Индия.....	40
5.7 Тихоокеанское побережье Северной Америки	41

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1: Сравнение мощностей СПГ на конец года со спросом, отражающее потенциальное увеличение мощностей	11
Рис. 2: Потенциальное приращение мощностей по сценариям высокого и низкого спроса	12
Рис. 3: Семь наибольших увеличений мощностей для экспорта СПГ (история – 1996/2008 – прогноз 2008/2012) (млн. тонн)	13
Рис. 4: Увеличение объёмов импорта СПГ – 1996/2007 (млрд. м ³).....	15
Рис. 5: Прогноз мировых мощностей по регазификации СПГ с разбивкой по регионам на основе годовой устойчивой производительности в тех случаях, когда возможно (млрд. м ³).....	15
Рис. 6: Прогноз мировых мощностей по регазификации СПГ в Атлантике (только достоверные данные) (млрд. м ³)	15
Рис. 7: Прогноз мировых мощностей по регазификации СПГ в Тихоокеанском бассейне (только достоверные данные) (млрд. м ³).....	16
Рис. 8: Объёмы поставок на рынки Азиатско-тихоокеанского региона (млрд. м ³)	17
Рис. 9: Объёмы поставок на рынки атлантического бассейна (млрд. м ³)	17
Рис. 10: Мощности танкерного флота СПГ в сравнении с объёмами торговли СПГ (тыс. м ³ /морская миля).....	19
Рис. 11: Мощность выпускаемых СПГ-танкеров с разбивкой по годам постройки (тыс. м ³ – выпуск по 2008 г. включительно)	19
Рис. 12: Иллюстрация капзатрат на новый завод по сжижению как функция эффекта масштаба (млн. тонн)	21
Рис. 13: Динамика размеров технологических линий по сжижению с разбивкой по срокам пуска завода (млн. тонн)	21
Рис. 14: Иллюстрация капзатрат на новый завод по сжижению с производительностью в 4,5 млн. тонн в различные периоды времени (долл. США на тонну).....	21
Рис. 15: Краткосрочные торговые операции с СПГ	26
Рис. 16: Региональные договорные обязательства (2008 г.) с указанием несвязанных обязательствами и самозаконтракованных объёмов (млрд. м ³).....	28
Рис. 17: Теоретическая динамика предложения, спроса и цен согласно основам экономической теории	29
Рис. 18: Более реалистичная кривая краткосрочного предложения газа и спроса на него в США	29
Рис. 19: Цены на газ в Хенри-Хабе в сравнении с ценами на нефть WTI (скользящий средний показатель за 3 месяца)	29
Рис. 20: Соотношение между ценами на нефть Brent и ценами на газ в Великобритании в национальной точке балансирования (NBP) (скользящий средний показатель за 3 месяца)	30

Рис. 21: Гипотетические цены «нетбэк» в арбитражных сделках с нигерийским СПГ с поставкой в Мексиканский залив США и Великобританию	31
Рис. 22: Гипотетические цены «нетбэк» в арбитражных сделках с катарским СПГ с поставкой в Мексиканский залив США и Великобританию	31
Рис. 23: Иллюстрация S-образной кривой (базисная крутизна – 0,1485, точки поворота – 25 и 50 долл. США)	33
Рис. 24: Отрыв цены поставляемого в Японию СПГ от цены нефти при использовании S-образных кривых и пределов цены при росте цен на JCC. Сравнение цен на СПГ и нефть, в том числе в спотовых сделках с поставкой из Атлантики.....	33
Рис. 25: Арбитражные сделки в атлантическом и тихоокеанском бассейнах. гипотетические цены «нетбэк» в сделках с катарским СПГ с поставкой в мексиканский залив США и Японию (включая спотовые операции)	34
Рис. 26: Цены на нефть Brent в сравнении с ценами на германской и испанской границах (скользящий средний показатель за 3 месяца).....	35

Глава 1. Введение

Цель всемирных усилий по либерализации рынков природного газа заключается в обеспечении того, чтобы цены на данный сырьевой товар определялись рыночной конкуренцией между различными поставщиками газа. В идеале, конкуренция приблизит равновесные цены к долгосрочным предельным издержкам предложения товара в объёме, необходимом для удовлетворения спроса.

Однако международные рынки газа – и в особенности рынки СПГ – всё ещё весьма далеки от конкурентного идеала, в связи с чем процесс ценообразования крайне сложен. Кроме того, степень несоответствия идеальным условиям конкурентных товарных рынков во многом различается по регионам, и поэтому цель создания международной системы формирования цен на газ, в которой мировые цены на газ устанавливались бы в процессе торговли СПГ, остается иллюзорной.

Инвестиции в трубопроводный транспорт и отрасль СПГ представляют собой особую проблему для реализации конкурентной товарной модели. Инвестиции являются капиталоемкими и характеризуются длительными сроками от начала осуществления проекта до его завершения. Они требуются на начальном этапе, в то время как доходы обычно начинают поступать только после завершения проекта. Для них типичны низкие краткосрочные предельные издержки, даже если долгосрочные затраты остаются высокими. Это в особенности характерно в случае внутренних поставок, нередко определяющих цены, с которыми должна конкурировать импортная продукция.

Ввиду своей капиталоемкости инвестиции, как правило, финансируются с привлечением займов, и кредиторы обычно требуют заключения долгосрочных контрактов для обеспечения обслуживания долга. В долгосрочном контракте также имеются положения о разделении рисков между покупателем и продавцом. Старое правило: «Покупатель принимает на себя риск по объёмам, а продавец – ценовой риск» обусловило включение в договор статей с обязательствами покупателя «бери или плати» и положений о ценообразовании для продавца.

Положения о ценообразовании в Северо-Восточной Азии и в большинстве стран Европы традиционно предусматривали привязку к цене нефти. Первоначальные положения о ценообразовании в Японии, которые впоследствии стали применяться другими импортёрами в Северо-Восточной Азии, строились на привязке к стоимости сырой нефти, ввозимой в Японию, где она наряду с мазутом использовалась в качестве топлива для производства электроэнергии. Первоначальные положения о ценообразовании в алжирских контрактах предусматривали применение для целей индексации корзины сырых нефтей. Впоследствии в договорах поставки СПГ в Европу стал использоваться набор нефтепродуктов, что было характерно для трубопроводных контрактов. Такие положения о ценообразовании по существу не способствуют достижению цели ценовой конкуренции между различными поставщиками газа как инструмента установления цен на газ. Процесс либерализации рынка характеризуется медленными темпами, и практика ценообразования в привязке к цене нефти по-прежнему распространена в большинстве регионов мира.

Длительные сроки с начала реализации проекта до его завершения также усложняют ценовое реагирование. В случае СПГ срок с момента принятия решения об инвестировании в строительство завода до пуска проекта, как правило, составляет четыре года и более. Таким образом, текущие ценовые сигналы, обосновывающие осуществление нового проекта, не могут своевременно обеспечить предложение, необходимое для балансирования текущего спроса. Образующееся в результате предложение может быть, в конечном счёте, получено в условиях совершенно иной конъюнктуры рынка.

Дисбаланс между краткосрочными и долгосрочными предельными издержками обуславливает тенденцию к значительной волатильности цен на таких рынках, как Северная Америка или Великобритания, где внутренне предложение превалирует над импортом. При наличии избытка на внутреннем рынке может произойти резкое падение цен ниже уровней, обеспечивающих долгосрочное равновесие. Таким образом, необходимо, чтобы формирование цен на СПГ решало эту проблему волатильности цен на целевых рынках.

Глава 2. Предложение СПГ и спрос на него

2.1 Эволюция рынка

Первые коммерческие поставки СПГ были осуществлены из Алжира во Францию и Великобританию в 1964 году. Однако после того как начальный энтузиазм в отношении СПГ в Атлантике поостыл, ведущей движущей силой в торговле СПГ стала Северо-Восточная Азия. К 1997 году 76% мирового импорта СПГ приходилось на Японию, Корею и Тайвань. Только на шесть электрических и газовых компаний в Токио, Осаке и Нагое в указанном году пришлось более 50% объёма мировой торговли.

Однако период после 1997 года характеризовался восстановлением интереса к СПГ в Атлантическом бассейне, где наблюдались гораздо более высокие темпы роста объёмов торговли СПГ. За 14 лет с 1997 года по 2011 год, когда будет завершено сооружение ныне строящихся СПГ-заводов, средние темпы роста объёмов торговли СПГ составят 8,4%, в то время как в предыдущие 14 лет они в среднем находились на уровне всего 4,7%.

Имеется целый ряд причин для возобновления роста в Атлантическом бассейне, которые включают в себя следующие:

- отставание предложения от спроса в Северной Америке;
- изменение статуса Великобритании с нетто-экспортёра на нетто-импортёра;
- заинтересованность в генерации электроэнергии на парогазовых электростанциях, обуславливающая рост в таких странах, как Испания;
- стремление европейских стран к диверсификации источников поставок.

Резкое изменение прогнозов динамики спроса в Атлантическом бассейне началось с Испании в 1999 году по мере укрепления позиций газовых электростанций в стране. К 2002 году Испания стала крупнейшим в Европе импортёром СПГ. Далее, зимой 2000-2001 годов острый дефицит газа в Северной Америке повлек за собой «газовый ценовой шок», обусловивший возобновление интереса к СПГ в Северной Америке, который в течение длительного времени являлся пассивным. В дальнейшем, в предвидении изменения своего статуса из нетто-экспортёра в нетто-импортёра зимой 2005-2006 годов, Великобритания становится крупным рынком сбыта СПГ.

Зима 2005-2006 годов характеризовалась крайне неблагоприятной конъюнктурой для мировых газовых рынков. В Северной Америке ураганы «Катрина» и «Рита» серьезно сказались на объёмах добычи. Превращение Великобритании из нетто-экспортёра в нетто-импортёра способствовало созданию спроса на дополнительные объёмы импортного газа. В Испании неблагоприятные гидрологические условия обусловили спрос на парогазовые турбины для генерации электроэнергии, и, кроме того, в континентальной Европе выдалась холодная зима. В итоге наблюдалась острая конкуренция за поставки СПГ и происходило резкое взвинчивание цен.

Недостаточное предложение СПГ на мировых рынках сохраняется и по сей день. Хотя рынки в Атлантике характеризуются определенной релаксацией конъюнктуры, панические закупки в Северо-Восточной Азии держат рынки в Тихоокеанском бассейне в состоянии напряжённости. Конъюнктура, сложившаяся на азиатском рынке, обусловлена прежде всего дефицитом предложения в Индонезии и проблемами на АЭС Токуо Electric в Японии.

Являвшаяся в течение многих лет крупнейшим и весьма надёжным поставщиком СПГ Индонезия в последнее время не в состоянии выполнять свои договорные

обязательства, в результате чего в 2007 году продукции было поставлено приблизительно на 10% меньше законтрактованных объёмов. Трудности, испытываемые страной, обусловлены снижением объёмов добычи на её старых месторождениях, недоделанием средств в новые источники поставок, политической нестабильностью и стремлением к увеличению внутреннего потребления газа.

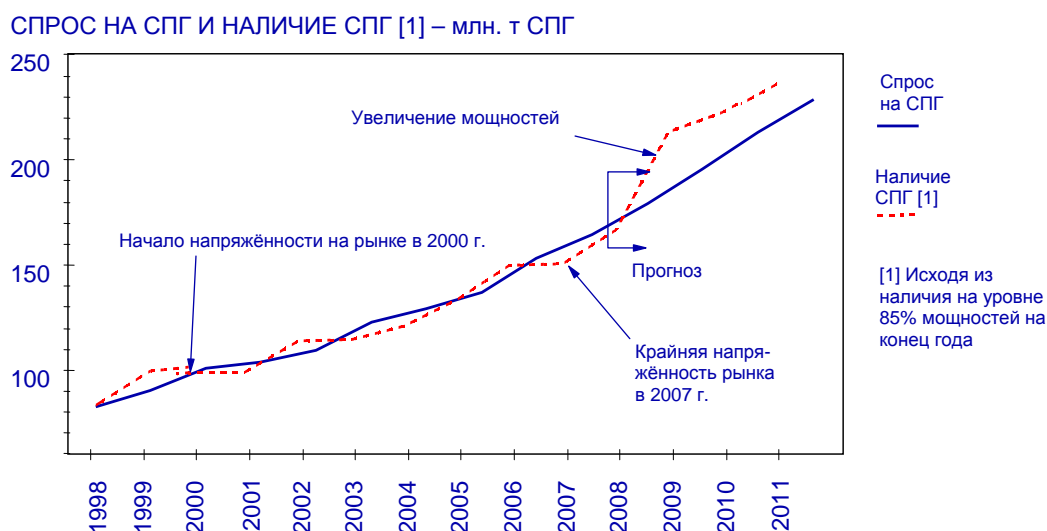
В Японии землетрясение в геологическом разломе в районе расположения крупнейшего реактора компании “Терсо” в 2007 году явилось причиной останова на продолжительное время семи реакторов. Попытки компании наверстать упущенную генерацию повлекли за собой деструктивные последствия для рынков и СПГ, и нефти в Азии. Напряжённость на азиатских рынках способствовала привлечению спотовых партий СПГ из Атлантики и росту спотовых цен во всём мире. В 2008 году спотовые партии в Японию поставлялись из Алжира, Египта, Нигерии, Норвегии, Тринидада и Экваториальной Гвинеи.

2.2 Прогноз

Перегретая конъюнктура на азиатском рынке создалась в то время, когда новые поставки – с учётом промежутка в четыре года и более между принятием окончательного решения об инвестировании и завершением проекта – с трудом удовлетворяли существующий спрос. В результате этого напряжённость на рынках сохраняется в течение длительного времени.

Однако это положение скоро изменится после сдачи в эксплуатацию значительного объёма новых мощностей, заказы на которые были размещены в 2004-2005 годах. На рис. 1 проводится сравнение спроса с потенциальным «наличием» СПГ (определено на уровне 85% мощностей на конец года) за период 1998-2007 годов и оценка фирмы “Jensen Associates” оставшейся части периода до 2015 года. Данная иллюстрация свидетельствует об очевидной возможности изменения ситуации, характеризовавшейся в последнее время хроническим дефицитом.

Рис. 1: Сравнение мощностей СПГ на конец года со спросом, отражающее потенциальное увеличение мощностей



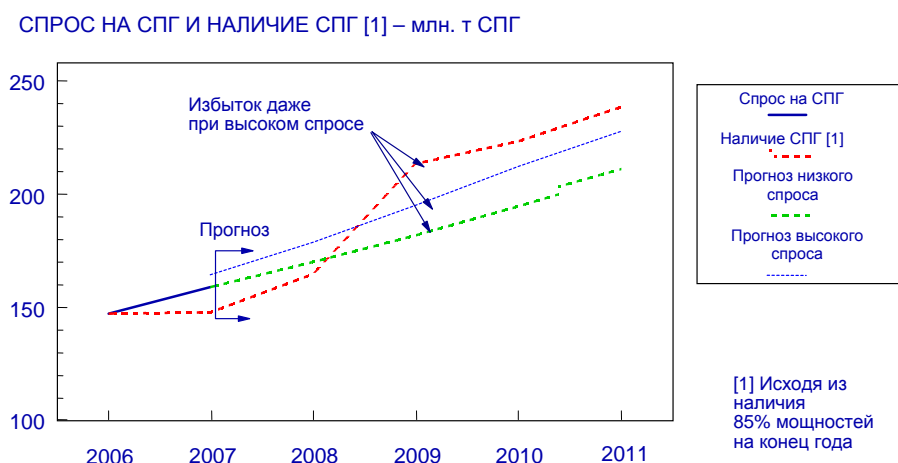
Источник: Jensen Associates

Прогноз предложения на период до 2011 года в целом отражает строящиеся заводы и поэтому служит достаточно надёжной оценкой того, какие объекты будут сданы в эксплуатацию. Хотя данный прогноз предусматривает сохранение избытка начиная с 2012 года и в последующий период, все приращения мощностей в 2012 году

приходятся на вероятные заводы, по которым ещё не принято решение об инвестировании, и поэтому должны рассматриваться как более неопределённые.

Прогноз спроса основан на предположении о том, что темпы роста, наблюдаемые в последнее время, могут быть сохранены в оставшийся период до 2015 года по мере сдачи в эксплуатацию новых мощностей. При такой оценке избыток составляет 5% от предполагаемого спроса, как показано на рис. 2.

Рис. 2: Потенциальное приращение мощностей по сценариям высокого и низкого спроса



Источник: Jensen Associates

Однако несколько факторов позволяют предположить, что оценка спроса может быть завышенной. Последствия нынешнего финансового кризиса, несомненно, окажут негативное воздействие на спрос и способность финансировать строительство заводов, но полное значение такого воздействия с трудом поддается оценке. Вместе с тем, невероятно крупное увеличение объёмов внутренней добычи в Северной Америке обусловило существенное снижение предыдущих прогнозов потребности данного региона в импорте СПГ. С учётом того, что на долю Северной Америки, как ожидалось, будет приходиться порядка 30% увеличения мирового спроса на СПГ, любое сколь угодно значительное снижение перспективной оценки по Северной Америке существенно скажется на прогнозе.

Хотя оба международных учреждения, составляющих прогнозы – Администрация энергетической информации США и Международное энергетическое агентство – ожидали, что повышение цен обеспечит рост добычи, ни одно из них не предполагало, что воздействие предложения в Северной Америке окажется столь значительным. В качестве примера можно отметить, что в своем последнем Ежегодном прогнозе по энергетике за 2008 год МЭА прогнозировало увеличение объёма добычи в США на 5,5% в 2015 году – через девять лет после базисного 2006 года. Фактический объём добычи в 2007 году по существу превысил уровень 2006 года на 4%, а за первые девять месяцев 2008 года возрос фактически на 7,2% по сравнению с аналогичным периодом годом ранее. Доказанные запасы увеличились на 12,6% по сравнению с 2006 годом.

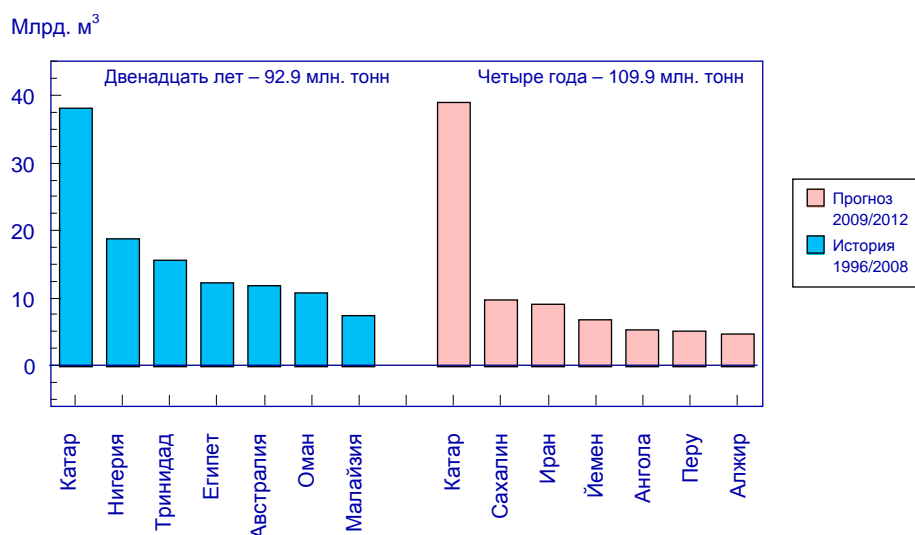
Неожиданный рост объёмов добычи в США является результатом повышения цен и развития технологий – разрыва пластов и горизонтального бурения, обеспечивших экономическую привлекательность освоения весьма крупной ресурсной базы в глинистых сланцах. Основные факторы неопределённости при прогнозировании сохранения таких показателей добычи связаны с последствиями снижения цен для буровых работ и возможностью резкого снижения объёмов такой нетрадиционной добычи.

Представленный на рис. 2 сценарий низкого спроса основан на том предположении, что в период 2007-2015 годов спрос на СПГ в Северной Америке расти не будет. В данном случае избыток (если предположить, что финансовый кризис не скажется на приращении мощностей в последующие годы) избыток мощностей превысит спрос почти на 14%.

2.3 Источники поставок

Приращение мощностей происходит в ограниченном числе стран. В период 1996-2008 годов на семь стран – Катар, Нигерию, Тринидад, Египет, Австралию, Оман и Малайзию – приходилось 95% всего приращения мощностей. См. рис. 3. Доля одного только Катара в общем объеме дополнительных мощностей составляла 32%. В прогнозах на период до 2015 года 86% приращения придется на долю следующих семи стран: Катара, России (Сахалин), Ирана, Йемена, Анголы, Перу и Алжира. Показатель по Катару даже ещё выше – 42% от общего объема.

Рис. 3: Семь наибольших увеличений мощностей для экспорта СПГ (история – 1996/2008 – прогноз 2008/2012) (млн. тонн)



Источник: Jensen Associates

Прогноз на период после 2015 года характеризуется намного большей неопределённостью. Очевидно важное значение доли Катара в общем приращении мощностей с 1996 года до конца прогнозного периода. Решение Катара об активном участии в секторе СПГ обеспечило ему статус крупнейшего экспортёра за восемь лет с начала добычи газа в стране в 1997 году. С пуском его четырнадцатой технологической линии в 2010 году на долю Катара будет приходиться 29% мировых мощностей СПГ. Находящееся на территории страны месторождение «Северное» вместе с месторождением «Южный Парс», расположенным по другую сторону от границы с Ираном составляют крупнейшую газовую провинцию в мире. Однако она отличается сложными геологическими условиями, и Катар хотел бы определить, как вести дальше её освоение, прежде чем будет принимать на себя дополнительные обязательства по экспорту продукции. Кроме того, страна стремится сохранить запасы для будущих поколений. Поэтому на данный момент Катар временно объявил мораторий на дальнейшее расширение работ по освоению.

В трёх странах – Иране, Австралии и Нигерии – имеется наибольшее число предлагаемых проектов поставок, окончательное решение об инвестировании по которым ещё не принято. Однако для каждого случая характерны факторы неопределённости, затрудняющие прогнозирование темпов материализации таких поставок.

На Ближнем Востоке, как представляется, внести существенный вклад в приращение мощностей в период после 2012 года сможет только Иран. Ему принадлежит порядка 30% месторождения, которым он владеет совместно с Катаром, и в настоящее время разрабатывает свою долю на 20 блоках (23 при наличии в них газа), запасы газа в каждом из которых составляют порядка 10 млрд. м³. Вместе с тем, в стране наблюдается динамично растущий внутренний спрос и имеются нефтяные месторождения со сложной геологической структурой, требующей производить обратную закачку газа для поддержания уровня добычи нефти. Первые 10 блоков используется для поставки продукции на внутренний рынок и обратной закачки газа.

Международные санкции, применяемые против Ирана в связи с реализацией им ядерной программы, затруднили получение этой страной технологии СПГ и привлечение ею квалифицированных подрядчиков по проектированию, МТО и строительству. Хотя страна, судя по всему, осуществляет свой первый проект СПГ с участием местных строительных фирм вопреки международным санкциям, сложность работы в таких политических условиях и определённое сопротивление экспорту газа, оказываемое на политическом уровне, обуславливают значительную неопределённость в отношении того, когда и как будет развиваться иранский сектор СПГ.

В Австралии, которая располагает крупными ресурсами газа, имеется значительное число потенциальных проектов СПГ. Несмотря на политическую стабильность в стране, существует две проблемы, которые могут замедлить темпы роста объёмов её экспорта. Развитие отрасли ложится тяжелым бременем на австралийские квалифицированные кадры, в результате чего стоимость строительных работ в стране весьма высока. Стремление к поддержанию внутреннего снабжения в Западной Австралии и обеспокоенность федерального правительства по поводу выбросов углерода повлекли за собой удлинение сроков процесса согласований. Тем не менее, вклад Австралии в будущие поставки будет значителен.

Нигерия сжигает больше природного газа на факеле, чем какая-либо другая страна мира, и оказывает давление на нефтяные компании в интересах изыскания возможностей его реализации. В стране также имеется значительное количество предлагаемых проектов, однако политические волнения, которые порой заставляли останавливать добычу нефти, омрачают инвестиционный климат в части привлечения новых капиталовложений.

2.4 Спрос на СПГ

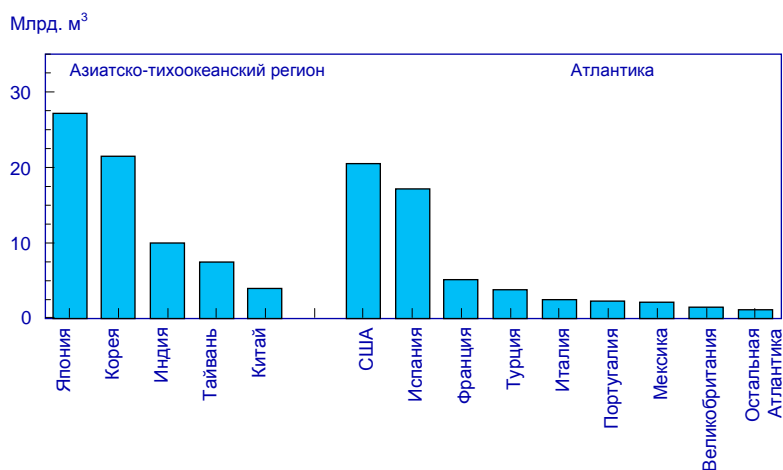
Наиболее динамично развивающимся рынком в период с 1996 года остается Азиатско-Тихоокеанский регион, в котором Япония импортирует 27,2 млрд. м³, а Корея – 21,4 млрд. м³. Однако о появлении спроса в Атлантическом бассейне свидетельствует тот факт, что два следующих крупных увеличения объёмов импорта имели место в США (20,6 млрд. м³) и Испании (17,2 млрд. м³). Эти увеличения показаны на рис. 4.

Прогнозы по регазификационным мощностям менее надежны, чем по мощностям сжижения. Одна из основных проблем в данном случае заключается в отсутствии единообразной методики предоставления информации странами о своих мощностях, и поэтому сводные показатели могут включать в себя разнородные элементы. Мериллом «пиковых мощностей» является мощность самой испарительной установки. Однако ввиду того, что на её долю приходится лишь незначительная часть общего объёма капиталовложений в терминал, проектирование её с определённым запасом мощности не является большим грехом, а с учётом того, что избыточные пиковые мощности имеют важное значение для регулирования сезонности снабжения или пиковых суточных электрических нагрузок, создание запаса мощности представляет собой общепринятое явление.

Однако ёмкость резервуаров для хранения и производительность устройств для разгрузки танкеров могут также ограничивать текущую пропускную способность СПГ-терминала. Поэтому также общепринята практика предоставления информации о «годовой» или «устойчивой» производительности, значение которой может быть гораздо меньше, чем величина пиковой мощности.

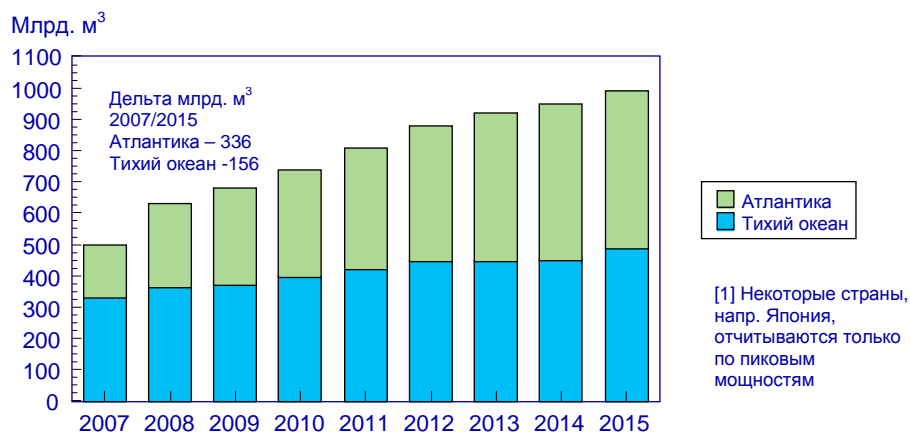
В Японии оценка производится на основе пиковой мощности, а это подразумевает, что в 2007 году её терминалы работали с коэффициентом использования 36%; при этом страна традиционно заключает контракты с обязательством «бери или плати» в размере 90%. Ещё одна проблема заключается в том, что сроки принятия решений о расширении терминала могут быть намного короче, в особенности с учётом появления плавучих терминалов, и годовые прогнозы на основе публикуемых планов могут содержать заниженную оценку того, что произойдет на самом деле. На рис. 5, 6 и 7 проиллюстрировано приращение региональных регазификационных мощностей. Они отражают только уже действующие мощности, мощности, в отношении которых приняты твердые обязательства и вероятные мощности (или в некоторых случаях – проекты расширения, основанные на темпах повышения спроса).

Рис. 4: Увеличение объёмов импорта СПГ – 1996/2007 (млрд. м³)



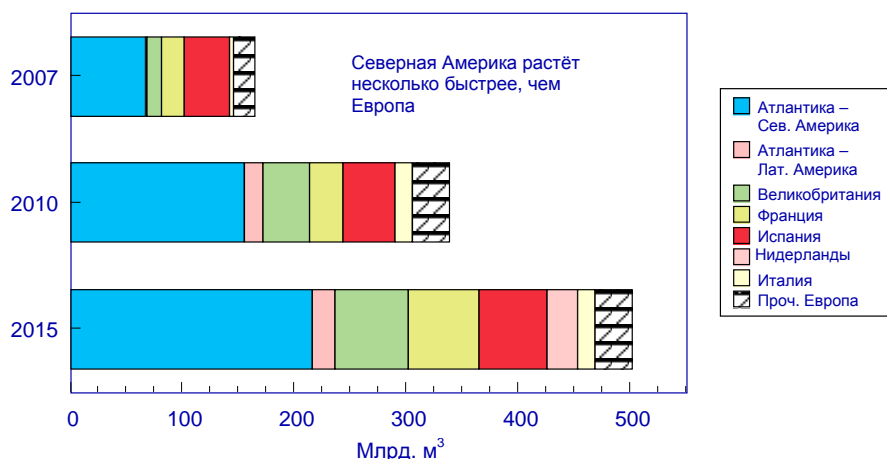
Источник: Jensen Associates

Рис. 5: Прогноз мировых мощностей по регазификации СПГ с разбивкой по регионам на основе годовой устойчивой производительности в тех случаях, когда возможно [1] (млрд. м³)



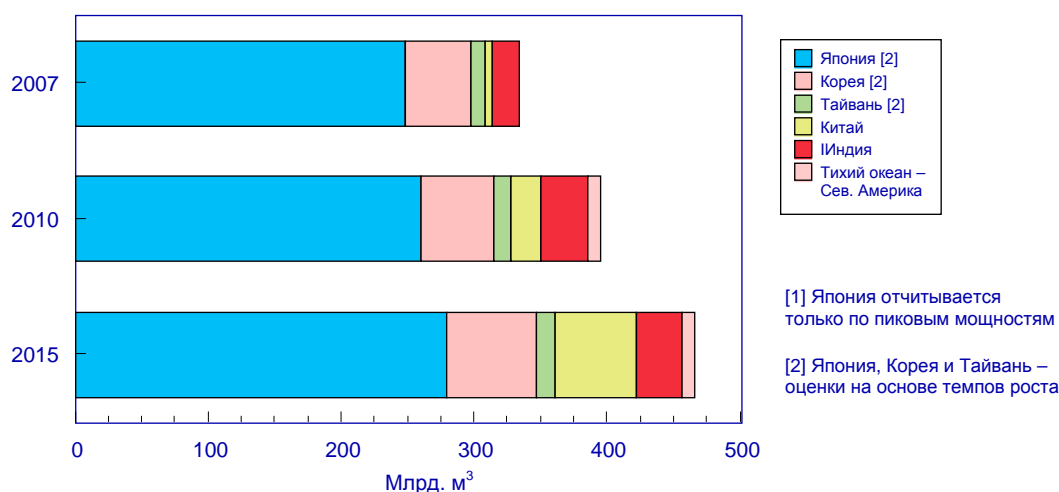
Источник: Jensen Associates

Рис. 6: Прогноз мировых мощностей по регазификации СПГ в Атлантике (только достоверные данные) (млрд. м³)



Источник: Jensen Associates

Рис. 7: Прогноз мировых мощностей по регазификации СПГ в Тихоокеанском бассейне (только достоверные данные) (млрд. м³) [1]



Источник: Jensen Associates

Одно из новых технических явлений заключается в увеличении числа плавучих регазификационных терминалов. Их появление является результатом разработок технологии танкеростроения «Энергетический мост», предусматривающей размещение регазификационной установки прямо на борту судна. Далее газ подается с судна в специальный загрузочный буй для перекачки на берег.

Данная система предполагает прерывистую подачу газа, которая ограничивает её применение. Вместе с тем, швартовка таких судов в непосредственной близости от рынка по существу означает наличие мобильного регазификационного терминала. В данном случае жидкая продукция поступает на регазификационное судно с обычных танкеров. На начальном этапе применяются существующие регазификационные танкеры, однако оптимизация их конструкции для использования только в качестве терминала продолжается.

Аргентина уже разместила один из таких танкеров-терминалов в Байя-Бланка, и ещё три начнут эксплуатироваться в этом году в Бразилии. Они обеспечивают легкий

способ осуществления операций начального этапа на формирующихся рынках. Вместе с тем, им присущи и определённые недостатки. Ввиду того, что оптимальная конструкция хранилища приемного терминала крупнее обслуживающих его танкеров на случай нештатных ситуаций с графиками, использование имеющихся регазификационных судов в качестве терминалов ограничивает тоннаж танкеров, обслуживающих терминал.

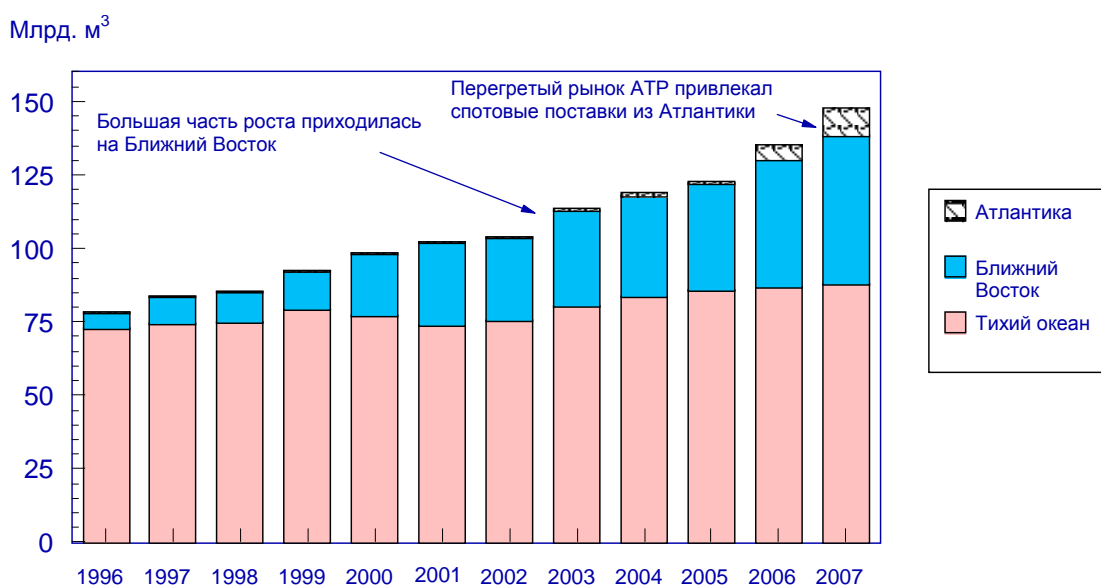
2.5 Баланс регионального предложения

В течение многих лет рынки в Атлантическом и Тихоокеанском бассейнах были в основном автономными. Только в 1996 году были произведены договорные поставки на региональный рынок из другого региона – в Японию из Абу-Даби. Объём межрегиональных спотовых операций был незначительным, и к тому же совершались они нечасто.

Однако стремительно развивающимся рынкам Азиатско-Тихоокеанского региона в конце 1990-х годов уже стало не хватать продукции, предлагаемой в Тихоокеанском бассейне. Отрасль отреагировала на это всё большим обращением за поставками с Ближнего Востока, и эта тенденция стимулировала развитие рынка СПГ в Катаре. В 1996 году импорт из Абу-Даби в Японию составлял всего 7% от поставок в Азиатско-Тихоокеанском регионе. К 2007 году импорт с Ближнего Востока увеличился до 34%. Кроме того, в условиях напряжённости на азиатских рынках ещё 6% пришлось на долю спотовых поставок из Атлантики.

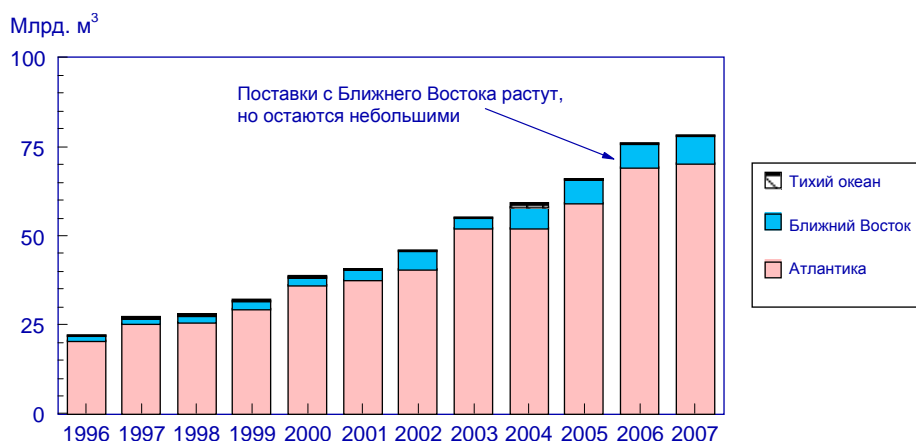
Развитие рынка в Атлантическом бассейне позволило задействовать региональные источники, обеспечившие значительную часть роста. Это относится к Тринидаду, Западной Африке (прежде всего к Нигерии), Северной Африке (прежде всего к Египту) и, в настоящее время, Норвегии. В результате доля спроса, удовлетворявшаяся за счёт поставок с Ближнего Востока в Атлантику, в 2007 году увеличилась с 7% (спотовые партии из Абу-Даби) до 10%. Эти тенденции проиллюстрированы на рис. 9.

Рис. 8: Объёмы поставок на рынки Азиатско-тихоокеанского региона (млрд. м³)



Источник: Jensen Associates

Рис. 9: Объёмы поставок на рынки атлантического бассейна (млрд. м³)



Источник: Jensen Associates

2.6 Мощности СПГ-танкеров

В ожидании стремительного роста торговли СПГ – в особенности между Ближним Востоком и Северной Америкой с перевозками продукции на большие расстояния – для отрасли были характерны гораздо более высокие темпы танкеростроения, чем те, которые мог бы обеспечить нынешний уровень развития торговли. На рис. 10 показан образовавшийся в результате этого текущий избыток мощностей.

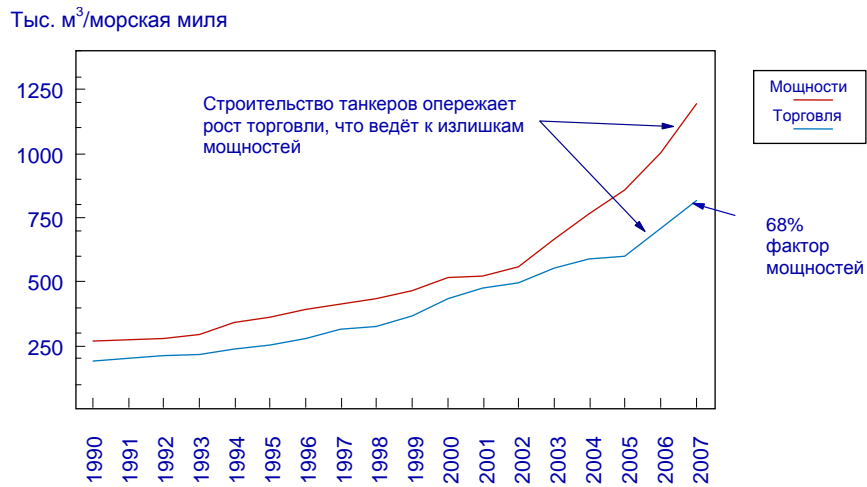
Избыток мощностей является одной из причин того, почему рынок смог обеспечить поддержку спотовых операций с поставками из Атлантики в Северо-Восточную Азию. Хотя краткосрочная торговля (до трёх лет) составляет 19,8% от общего объёма торговли, на её долю приходится 26,3% общей загрузки мощностей (в тыс. м³ на морскую милю). Среднее расстояние транспортировки партий СПГ по долгосрочному договору составляет 3324 морских мили. Среднее расстояние перевозок при совершении краткосрочных операций намного больше – 4795 морских миль.

С учётом размера портфеля заказов на танкеры, их избыток будет только увеличиваться. В 2007 году в эксплуатацию было сдано рекордное количество мощностей. А мощности, сдаваемые в 2008 году, на 87% превышают аналогичный показатель за 2007 год. На рис. 11 проводится сопоставление ежегодно сдаваемых танкерных мощностей в последний период с заказанными к сдаче в 2008 году и последующий период.

Если финансовый кризис приведет к существенному сокращению спроса и негативно скажется на росте в Северной Америке, потенциальный избыток мощностей только увеличится. Значение торговли в Северной Америке для спроса на танкеры отражает тот факт, что для перевозки СПГ с Ближнего Востока в Лейк-Чарльз в Мексиканском заливе США требуется на 43% танкерных мощностей больше, чем для транспортировки в Японию, и на 92% больше, чем в случае поставок в Испанию.

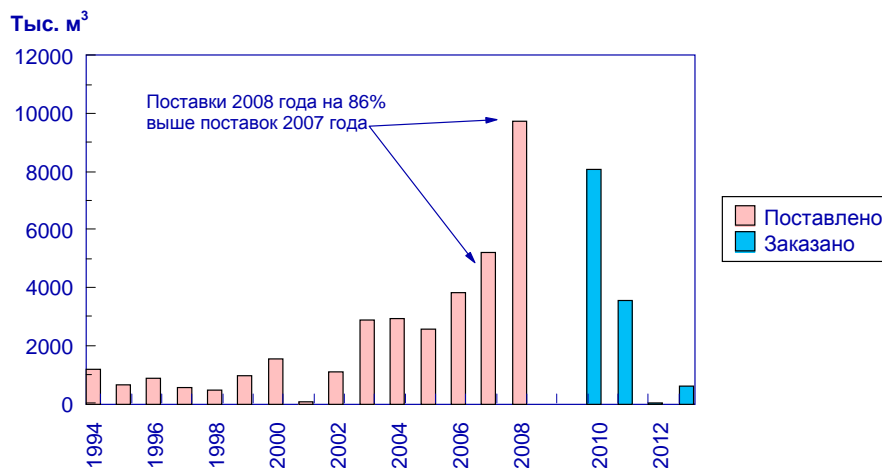
Удалённость Катара от основных рынков Северной Америки, Европы и Северо-Восточной Азии заставляет эту страну делать упор на эффекте масштаба в интересах минимизации затрат применительно к размеру её технологических линий по сжижению газа и танкеров. Хотя наиболее типичной тенденцией в части размера танкеров является сооружение судов с ёмкостью в 150 тыс. м³, Катар применяет суда двух конструкций – Q-Flex с типовой ёмкостью в 216 тыс. м³ и Q-Max с ёмкостью в 260 тыс. м³. Уже сданы в эксплуатацию или находятся в стадии постройки 29 танкеров класса Q-Flex. Размещены заказы на семь танкеров класса Q-Max.

Рис. 10: Мощности танкерного флота СПГ в сравнении с объёмами торговли СПГ (тыс. м³/морская миля)



Источник: Jensen Associates

Рис. 11: Мощность выпускаемых СПГ-танкеров с разбивкой по годам постройки (тыс. м³ – выпуск по 2008 г. включительно)



Источник: Jensen Associates

Глава 3. Себестоимость СПГ

В конце 1990-х и начале 2000-х годов наблюдалось неуклонное снижение себестоимости СПГ и было широко распространено мнение, что данная тенденция сохранится и явится мощной движущей силой к увеличению объёмов торговли СПГ. Однако в начале этого десятилетия обнаружилась сильная инфляция, обусловленная ростом издержек производства, которые в настоящее время намного выше, чем ожидалось на более раннем этапе.

К сожалению, почти не существует проектов СПГ, которые бы завершались в течение одного года, и их стоимость может существенно варьировать в зависимости от проектных ограничений и местных условий. Это обстоятельство – в сочетании с тем, что заводы подвергаются влиянию меняющихся темпов инфляции цен в течение продолжительных сроков строительства, – ограничивает объём и значение открытых стоимостных данных, весьма затрудняя надёжную оценку того, что происходит с издержками.

3.1 Заводы по сжижению

В течение более раннего периода снижения себестоимости было широко распространено мнение о том, что капитальные затраты на типовые заводы приближаются к уровню порядка 200 долл. США на тонну продукции. Во многом такое снижение было обусловлено эффектом масштаба, достигаемого за счёт увеличения размера заводов. Эффект масштаба проиллюстрирован на рис. 12. Для его составления использовались типовые затраты с точки зрения 2008 года.

До конца 1990-х годов мощность технологических линий ограничивалась конструкцией компрессоров приблизительно до 2,5 млн. тонн на линию. В дальнейшем проекты начали освобождаться от подобных ограничений, и размеры технологических линий с тех пор неуклонно увеличиваются.

Ввиду своей удалённости от основных рынков СПГ в Северной Америке, Европе и Северо-Восточной Азии Катар выступил пионером в сооружении технологических линий и танкеров сверхбольшого размера. С пуском его последней технологической линии в 2010 году шесть из 14 линий будут иметь мощность на уровне 7,8 млн. тонн. Крупнейшая технологическая линия в мире имеет пропускную способность в 5,2 млн. тонн. На рис. 13 отображена тенденция к изменению размера технологических линий в период 1990-2012 годов.

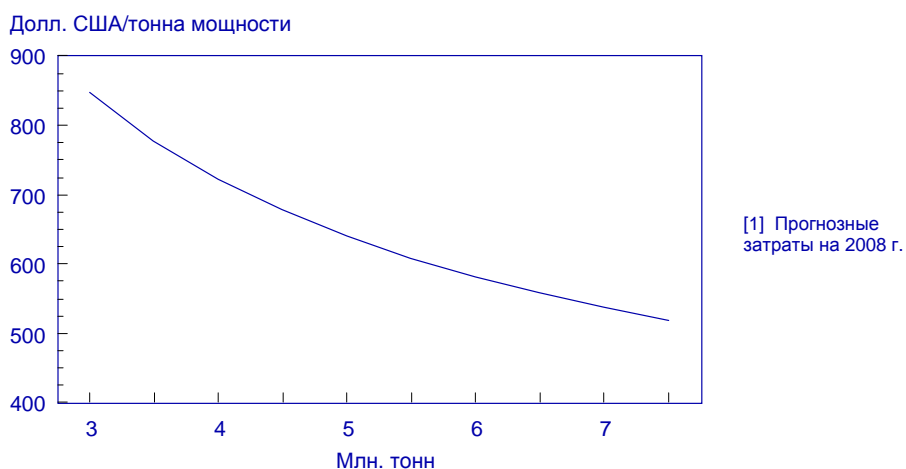
В начале этого десятилетия тенденция к снижению издержек обратилась вспять, и в настоящее время наблюдается рост затрат. На рис. 14 в порядке иллюстрации приведены четыре сметы затрат на один и тот же объект СПГ, составленные в разное время. Хотя рост цен на материалы явился одним из факторов повышения себестоимости СПГ, в основном удорожание заводов СПГ объясняется дефицитом квалифицированных подрядчиков по проектированию, МТО и строительству. Помимо инфляции цен, нередко наблюдаются существенные отклонения от обычной стоимости заводов СПГ, обусловленные индивидуальными особенностями предприятий. В некоторых случаях они вызваны особыми проблемами, затрагивающими отдельные заводы, а порой они возникают из-за сложности сбора достаточного количества квалифицированного персонала в удалённых районах.

К дорогостоящим заводам в последнее время относятся следующие: «Снохвит» в Норвегии, «Сахалин-2» в России и «Плутто» в Австралии. На первых двух из указанных проектов сказались сложности, характерные для строительства объектов в суровых

климатических условиях, а проект «Плутто» служит примером строительства в отдалённых районах. Стоимость этих заводов превышает уровень затрат, отображённый на рис. 2, на 33%-125%.

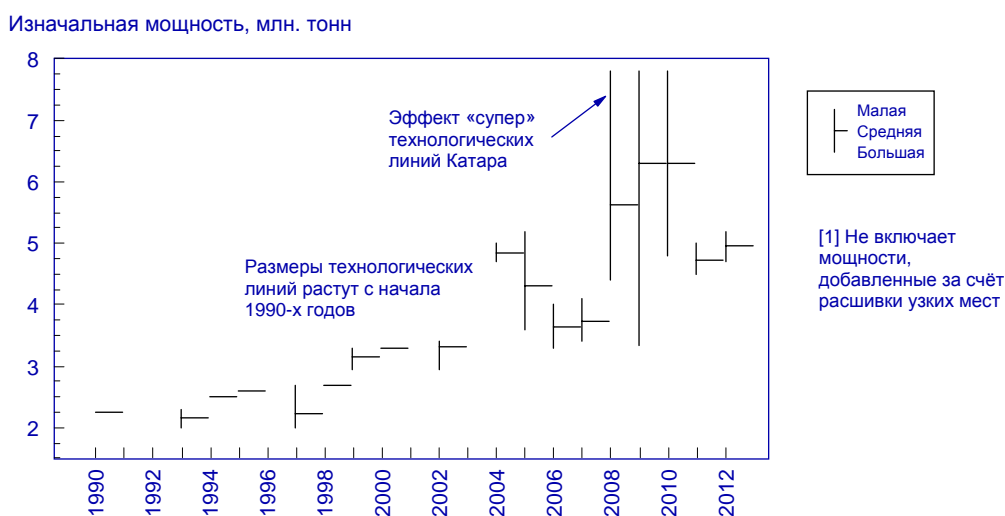
Одним из проектов СПГ, решение об инвестировании по которому было принято в 2008 году, является предприятие по сжижению газа в Гаси-Туиль, Алжир. Предложение по стоимости его строительства почти вдвое превышает смету, отражённую на рис. 12. Однако с учётом того, что стоимость отдельных заводов может существенно отличаться, в особенности при наличии особых «проблемных» вопросов, не ясно, в какой мере эта предложенная стоимость характеризует существующую конъюнктуру рынка.

Рис. 12: Иллюстрация капзатрат на новый завод по сжижению как функция эффекта масштаба [1] (млн. тонн)



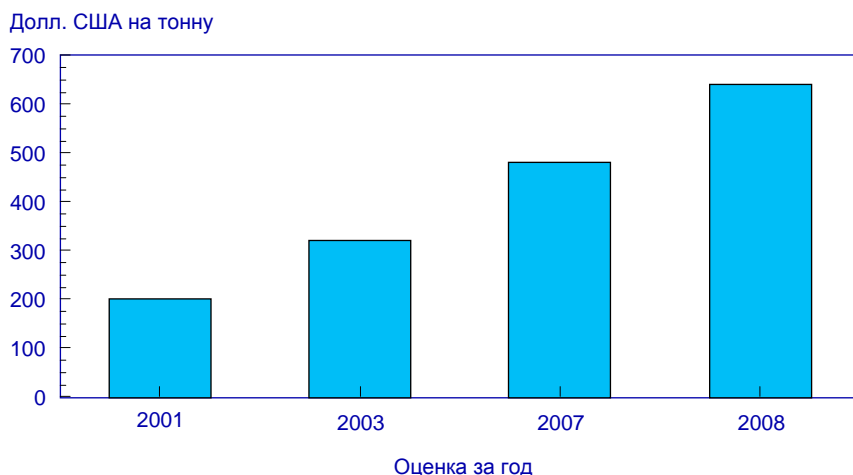
Источник: Jensen Associates

Рис. 13: Динамика размеров технологических линий по сжижению с разбивкой по срокам пуска завода (млн. тонн)



Источник: Jensen Associates

Рис. 14: Иллюстрация капзатрат на новый завод по сжижению с производительностью в 4,5 млн. тонн в различные периоды времени (долл. США на тонну)



Источник: Jensen Associates

3.2 Регазификационные терминалы

Наблюдается существенное варьирование стоимости регазификационных терминалов, которое в основном обусловлено местной спецификой. Однако проблемы, обуславливающие повышение стоимости заводов по сжижению газа, характерны также и для регазификационных комплексов.

Одно из отличий заключается в создании плавучих регазификационных терминалов, применение которых в обоснованных случаях способно существенно сократить издержки. Так, например, базовые капзатраты на постройку регазификационного танкера, который будет использоваться в качестве плавучего терминала, составляют, по всей вероятности, менее половины стоимости стационарного берегового терминала без учёта затрат на создание гавани и другой инфраструктуры, необходимой для его применения в этом качестве.

3.3 Танкеры

Стоимость танкеров также повышается, хотя и не столь резко, как в случае заводов по сжижению газа. При этом такое повышение было частично компенсировано за счёт эффекта масштаба при постройке более крупных танкеров. Средний размер танкеров, спущенных на воду в 2000 году (за исключением небольших спецсудов), составлял 137 200 м³. Хотя средний размер судов увеличился к 2007 году до 150 900 м³, такое увеличение было обусловлено включением нескольких катарских судов класса Q-Flex. Если не принимать их в расчёт, то средний размер увеличился всего на 7%, составив 147 500 м³.

Глава 4. Формирование цен на СПГ

На сегодняшний день имеется четыре основных региональных рынка, формирование цены газа на которых сказывается на цене СПГ в мировой торговле газом. К ним относятся: Северная Америка, Великобритания, континентальная Европа и Северо-Восточная Азия. На двух формирующихся рынках – в Китае и Индии, являющихся импортёрами газа с поставкой по трубопроводам или в виде СПГ, – собственная стройная система ценообразования ещё не сформировалась.

Региональные рынки различаются по источникам поставок газа, масштабам применения контрактов и степени либерализации газовой отрасли. Эти факторы оказывают сильное влияние на поведение цен и, тем самым, сказываются на формировании цены СПГ, обеспечивающей его конкурентоспособность на рынке.

4.1 Структура отрасли и её влияние на динамику цен

Структура газовой отрасли формировалась во многом иначе, чем структура нефтяной отрасли. Такие различия в целом обусловлены двумя отраслевыми характеристиками. Во-первых, ввиду того, что инвестиции в транспортировку газа отличаются высокой капиталоемкостью и требуются на начальном этапе реализации проекта, они в значительной степени зависят от заемного финансирования. Для этого, как правило, требуются долгосрочные контракты, призванные гарантировать обслуживание долга и обеспечить разделение рисков по проекту между покупателем и продавцом.

Во-вторых, хотя разведка и разработка месторождений нефти и газа в целом не являются монопольными видами деятельности, газ, как правило, транспортируется по трубопроводным системам, которые в большинстве случаев обнаруживают явные признаки субъекта естественной монополии. В результате этого транспортировка и распределение газа традиционно регулируется по типу либо коммунальных предприятий в США и Японии, либо государственных компаний-монополистов в Великобритании и Франции.

Для стран с внутренним газоснабжением, как это имело место ранее в США, Канаде или Великобритании, регулирование сбыта и переработки в конечном счёте вылилось в государственное вмешательство в процесс ценообразования в промышленной сфере. Страны, газоснабжение которых зависит от импорта, практически не имеют отношения к ценообразованию в промышленной сфере, и цена является предметом переговоров между покупателем и продавцом.

Пожалуй, именно это различие между использованием внутренних источников и зависимостью от импорта наиболее чётко определяет существующие системы ценообразования на региональных рынках. Импортёры традиционно применяли практику заключения между покупателем и продавцом долгосрочных контрактов, большая часть которых сохраняются в силе.

4.2 Либерализация газовых рынков как определяющий фактор формирования цен на газ

Крах системы контроля над ценами на устье скважины в США в 1970-е годы, в конечном счёте, заставил США отказаться в 1978 году от сильного вмешательства в процесс формирования цен на газ в пользу либерализации рынка. Цель либерализации заключалась в обеспечении того, чтобы в товарной конкуренции между различными поставщиками газа формировались рыночные цены, вместо того, чтобы устанавливать цены государственным регулированием или в привязке к стоимости альтернативных

видов топлива, закреплённых в договорах. Метод либерализации рынка в США оказал сильное влияние на канадские экспортные рынки, вскоре вынудив Канаду проводить аналогичную политику. При консервативном правительстве Маргарет Тэтчер Великобритания также провела либерализацию рынка газа, которой предшествовала приватизация государственной монополии British Gas.

Для успешной либерализации газовой отрасли требуются четыре предпосылки:

- на рынок должен поставляться конкурентоспособный газ;
- потребители должны иметь право на выбор поставщика;
- газотранспортная система должна быть открыта для пользования конкурирующими поставщиками («открытый» доступ, или доступ третьих лиц);
- доступ к трубопроводам должен быть недискриминационным.

Все четыре предпосылки были с успехом выполнены в США, Канаде и Великобритании, в которых внутреннее газоснабжение играет важную роль; краткосрочные торговые операции с товарами в целом вытеснили практику заключения долгосрочных контрактов на этих рынках, а ценообразование в остающихся долгосрочных контрактах, которые в основном используются для трансграничной торговли, привязывается к показателям, отражающим конкуренцию между различными поставщиками газа. Такое положение отличается от ситуации в регионах, зависящих от импорта: несмотря на усилия Европейского сообщества по либерализации своей газовой отрасли, достигнутые результаты ещё далеки от идеальных. Что же касается Северо-Восточной Азии, то усилий по либерализации газовых рынков там предпринималось сравнительно мало.

Существовало три общих исходных предположения относительно либерализованной газовой отрасли в условиях конкуренции между различными поставщиками газа. Во-первых, формирование цен на другие энергоносители, такие как нефть, в целом не должно иметь значения. Во-вторых, традиционный долгосрочный контракт с привязкой к цене нефти более не может применяться ввиду невозможности реализации газа, привязанного к цене нефти, на товарном рынке, где цены на него ниже цены нефти. И, в-третьих, развитие межрегиональной торговли газом с поставкой по трубопроводу или в виде СПГ будет способствовать распространению практики конкуренции между различными поставщиками газа во всём мире, подрывая тем самым систему традиционных контрактов. На сегодняшний день газовая отрасль этот сценарий не выполнила.

Данная концептуальная модель работает в Северной Америке и в Великобритании, поскольку целый ряд производителей отечественного газа конкурируют друг с другом, что позволяет создать весьма ликвидный товарный рынок. Это может быть точно охарактеризовано как «товарная конкуренция «газ-газ»».

Хенри-Хаб – это крупный трубопроводный узел в Южной Луизиане, обслуживающий значительную часть районов на севере и востоке США. Ввиду того, что он является пунктом торговли физическим сырьевым товаром, он стал центральным элементом системы формирования цен на газ в Северной Америке. Кроме того, он служит логическим ориентиром для рынка ценных бумаг – фьючерсных контрактов на Нью-Йоркской товарно-сырьевой бирже (NYMEX). Цены в других «узлах» на территории Северной Америки также публикуются в специализированных изданиях, и разница между такими ценами и ценой в Хенри-Хабе именуется «базисным дифференциалом».

Цена в Великобритании формируется в условной точке ценообразования в газотранспортной системе, известной как «Национальная точка балансирования» (NBP). Подобно Хенри-Хабу, она стала главным ориентиром для торговли газом как биржевым товаром и ценными бумагами в Великобритании. Конкуренция между

различными поставщиками газа отражает региональную специфику, выходящую за рамки изменений, которые происходят на общемировом рынке. Об этом свидетельствуют резкие повышения цен в стране холодной зимой 2004 года, когда главное хранилище в Рафе не работало, а также противоположное явление – отрицательная цена в точке балансирования в октябре 2006 года, которую пришлось заплатить продавцам, с тем чтобы избавиться от своего газа в связи с необходимостью реализации попутного газа (для обеспечения возможности монетизации добычи нефти и конденсата) в сочетании с пробным пуском трубопровода Лангелед.

Однако в большей части континентальной Европы и Северо-Восточной Азии конкуренция между поставщиками газа на внутреннем рынке практически или вообще отсутствует. Во многих европейских странах отечественная добыча первоначально осуществлялась государственными компаниями – монополистами и конкуренция между производителями была ограниченной или отсутствовала вообще. Во всех таких странах, за исключением Нидерландов и Дании, за счёт отечественной добычи удовлетворяется незначительная доля внутреннего спроса и отечественные производители не оказывают влияние на цены.

Таким образом, даже на рынках подвергшихся либерализации конкурентная борьба ведется главным образом с другими компаниями, осуществляющими закупки по долгосрочному контракту. Ликвидного рынка для операций с отечественным газом как сырьевым товаром не существует. Поэтому на таких рынках актуален вопрос о том, лучше ли условия контракта у конкурента или нет. Подобную конкуренцию можно лучше охарактеризовать как «контрактная конкуренция «газ-газ»».

4.3 Потенциальные факторы конкуренции на рынках, зависящих от контрактов – трубопроводы

В большинстве стран континентальной Европы и Северо-Восточной Азии неэффективным оказалось именно третье предположение (о том, что развитие межрегиональной торговли газом будет способствовать распространению практики конкуренции между различными поставщиками газа во всём мире). Что касается Северо-Восточной Азии, газоснабжение в которой зависит от импорта СПГ, то фактором, обеспечивающим изменения в плане конкуренции, явился бы либерализованный рынок торговли партиями СПГ. А Европа не только ввозит СПГ, но и импортирует трубопроводный газ из Великобритании с её либерализованным рынком по газопроводам, проложенным по дну Северного моря.

Существует три проблемы с конкуренцией в случае трубопроводных поставок газа как средства открытия рынков, зависящих от контрактов. Во-первых, некоторые страны проводят либерализацию медленными темпами, сохраняя государственный контроль над своими газовыми монополиями и препятствуя доступу третьих сторон. Во-вторых, наличие значительного количества унаследованных контрактов затрудняет внедрение гибких торговых операций в существующую систему. Европейское сообщество принимает активные меры к решению этих двух проблем.

Однако третья проблема является несколько более сложной в том смысле, что относится к сфере эксплуатации. Во многих случаях для самой трубопроводной сети характерны мощностные ограничения, которые могут стать причиной перегруженности системы. Поэтому о доступе третьих лиц не идет речи в случае транспортировки товарного газа на большие расстояния. Ввиду сложности получения доступа для перекачки на большие расстояния британскому производителю гораздо легче конкурировать в Нидерландах, чем пытаться конкурировать в странах, расположенных намного дальше в восточном направлении, таких, как, например, Австрия. По этой

причине рынки в Нидерландах и Бельгии являются более конкурентными, чем находящиеся дальше на востоке.

Таким образом, граница между двумя системами в Европе – либерализованной торговлей товарами и торговлей, зависимой от контрактов, – проходит по проливу Ла-Манш между Великобританией и странами Бенилюкс, а также по точкам выхода продукции на атлантических регазификационных терминалах на Континенте.

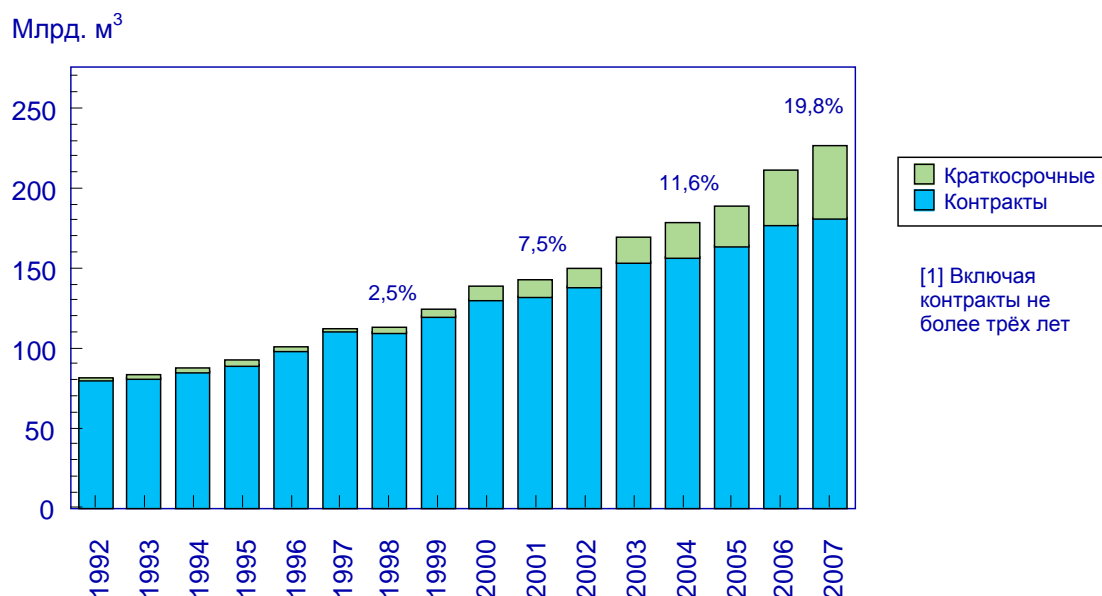
4.4 Потенциальные факторы конкуренции на рынках, зависящих от контрактов – СПГ

Возможности торговли трубопроводным газом в части обеспечения товарной конкуренции на газовых рынках всегда ограничиваются географией поставок и дефицитом мощностей. Торговля СПГ обладает гораздо большей гибкостью, поскольку партии СПГ могут поставляться в любую точку мира. Таким образом, торговля СПГ является основной движущей силой в формировании мирового рынка газа.

Традиционные долгосрочные контракты, как правило, предусматривали достаточно негибкую увязку конкретных сооружений покупателя и продавца. Способность СПГ приносить товарную конкуренцию на мировые рынки во многом обусловлена появлением торговли партиями с «гибким выбором пункта назначения».

Наиболее типичной формой торговли с гибким выбором пункта назначения является рынок краткосрочных операций, включающих в себя спотовую торговлю, краткосрочные «балансирующие» сделки между держателями долгосрочных контрактов и контрактов со сроком действия в три года и менее. На рис. 15 отображен рост объёма краткосрочных операций с менее чем 2% в 1993 году до почти 20% в 2007 году.

Рис. 15: Краткосрочные [1] торговые операции с СПГ



Источник: Jensen Associates

Однако краткосрочные операции являются не единственной формой торговли с гибким выбором пункта назначения. Ещё одной формой торговли такими объёмами является относительно недавнее явление, которое можно охарактеризовать как «самоконтрактование».

В традиционных долгосрочных контрактах конкретные поставки СПГ увязывались с конкретными клиентами. С учётом того, что большинство таких традиционных

клиентов представляли собой регулируемые коммунальные предприятия или государственные компании-монополисты, которые, как правило, соглашались на положение о ценообразовании в привязке к цене нефти при условии, что государственные контрольные органы одобрили контракт и позволили покупателю распространять последствия такого ценообразования на своих клиентов. Продавцом в таких контрактах нередко являлось совместное предприятие по добыче, действующее от имени партнеров по предприятию как группы.

Ввиду того, что положения о ценообразовании в привязке к цене нефти могут поставить покупателя в трудное положение на рынках, где цены, определяемые конкуренцией между различными поставщиками газа, ниже цены нефти, от таких статей в целом отказались на полностью либерализованных рынках Северной Америки и Великобритании. Покупатели предпочитали привязку к индикаторам газового рынка, таким как Хенри-Хаб в США или NBP в Великобритании. Однако с учётом того, что покупатель мог столь легко перепродать ненужные объёмы на ликвидном спотовом рынке при ограниченных финансовых потерях, его риск существенно уменьшился. Таким образом, риск переместился в промышленную сферу на продавца. Реакция продавцов на такие обстоятельства заключалась в «самоконтрактовании» операций по сбыту непосредственно на рынке конечного потребления.

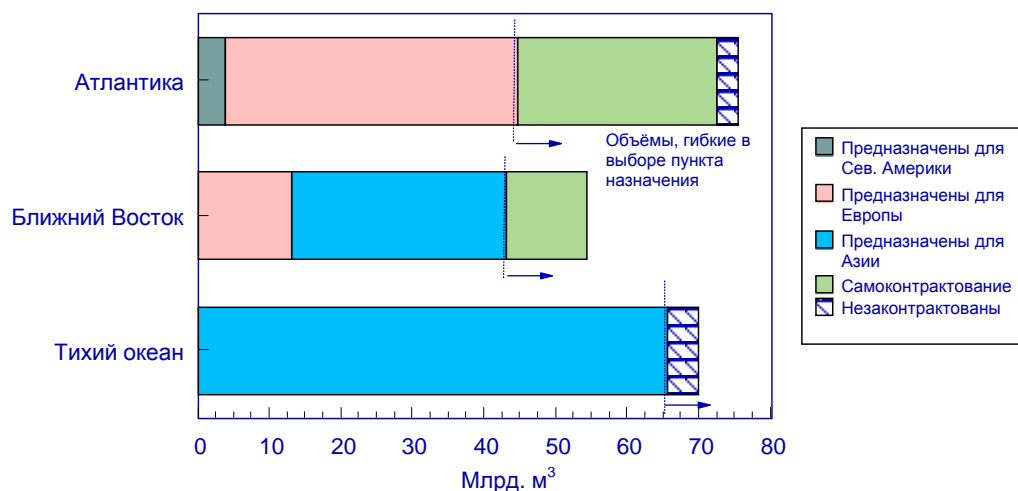
Приобретает всё большее распространение практика заключения одним или несколькими партнерами контракта с совместным предприятием на объёмы, которые они могут реализовать самостоятельно без указания конечного пункта назначения. Подобно партиям, являющимся объектом краткосрочных операций, такие объёмы, характеризуются гибкостью в выборе пункта назначения.

Этот новый подход можно проиллюстрировать на примере нигерийского проекта *Wonnu*. Первые три технологических линии этого проекта первоначально обслуживали различных европейских потребителей в соответствии с условиями традиционных контрактов. Но по технологическим линиям 4 и 5 контракты заключены с компаниями *Shell* и *Total*, двумя из партнеров *NLNG*, которые теперь вправе направить свои объёмы куда они пожелают. И Тринидад, и Египет приняли меры к обеспечению большей гибкости в плане выбора пункта назначения, разрешив производителям вкладывать средства в мощности по сжижению в рамках системы толлинга, а затем непосредственно реализовывать продукцию.

Хотя наиболее распространённой формой самоконтрактования является реализация продукции одному из партнеров по предприятию, возможны и другие варианты. Производитель, не являющийся партнером (как, например, *BG* в Экваториальной Гвинее), может выступать в качестве покупателя или же само предприятие (как, например, *Qatargas* на частично находящемся в его собственности терминале *Саут-Хук* в Великобритании) может взять на себя реализацию объёмов. Общим элементом в данных случаях является то, что продавец не имеет договорных обязательств по сбыту продукции на конкретном рынке и поэтому обладает гибкостью в выборе пункта назначения.

Наибольшая доля объёмов с гибкостью в части выбора пункта назначения приходится на Атлантический бассейн. В 2008 году такой гибкостью характеризовался 41% мощностей в Атлантике. Вместе с тем, в Азии сохраняется практика заключения долгосрочных контрактов и только 6% рынка допускает гибкость в выборе пунктов назначения.

Рис. 16: Региональные договорные обязательства (2008 г.) с указанием несвязанных обязательствами и самоконтрактных объёмов (млрд. м³)



Источник: Jensen Associates

4.5 Ценообразование на либерализованных товарных рынках

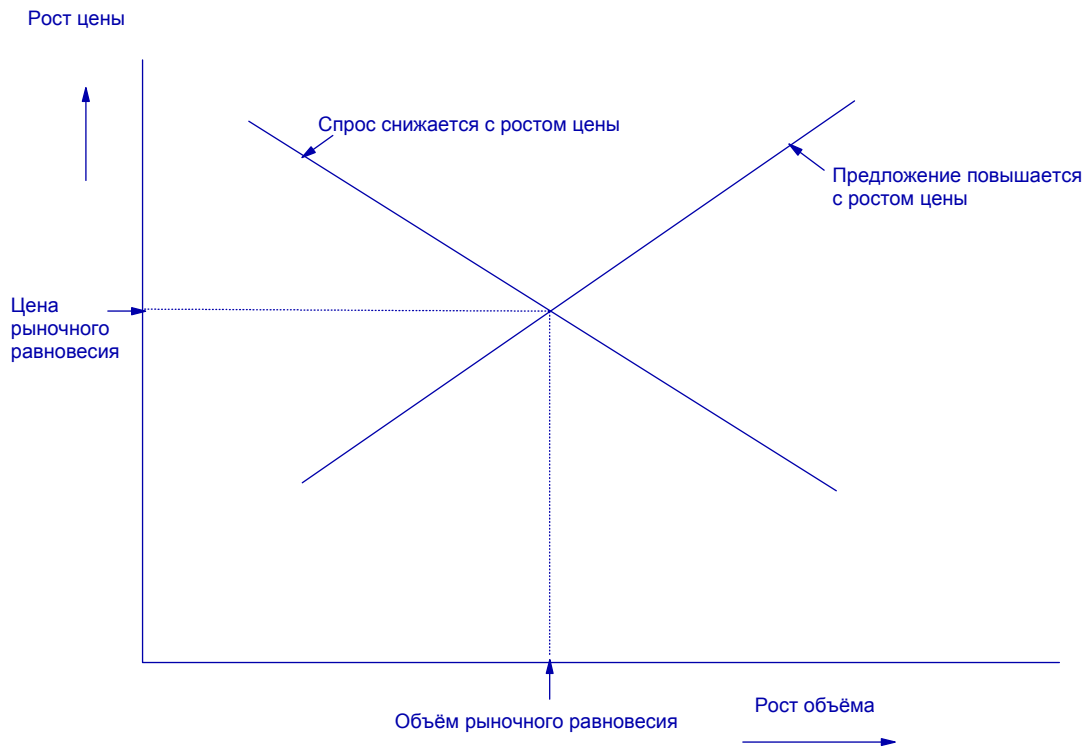
На начальном этапе динамика цен на рынках и Северной Америки, и Великобритании, как представляется, подтверждала прежние ожидания, что конкуренция между различными поставщиками газа позволит оторвать формирование цен на газ от цены нефти. С учётом того, что рынки Северной Америки и Великобритании были либерализованы, когда в этих странах имелось существенное избыточное предложение, для них была характерна острая ценовая конкуренция между производителями и предлагаемые ими цены на газ были действительно намного ниже цены нефти. Однако оба региональных товарных рынка показали, что в условиях дефицита при конкуренции между различными энергоносителями могут устанавливаться цены, которые могут быть в конечном счёте косвенно привязаны к цене нефти.

Раздельное формирование цен на нефть и газ в условиях избыточного предложения и восстановление привязки в условиях дефицита представляются экономически рациональными. В экономической теории (рис. 17) описана динамика цен при изменении предложения и спроса. Однако в случае газа спрос определяется его долей рынка в условиях конкуренции между различными энергоносителями, и поэтому он зависит от цен на такие конкурирующие энергоносители, как нефть.

Краткосрочный спрос может быть весьма неэластичным – с волатильным ценообразованием – при вытеснении нефти с рынков двухтопливных котлоагрегатов (условие 1 на рис. 18) и относительно эластичным – со стабильным ценообразованием – когда ограниченное предложение газа заставляет потребителей с двухтопливными агрегатами переходить на нефть.

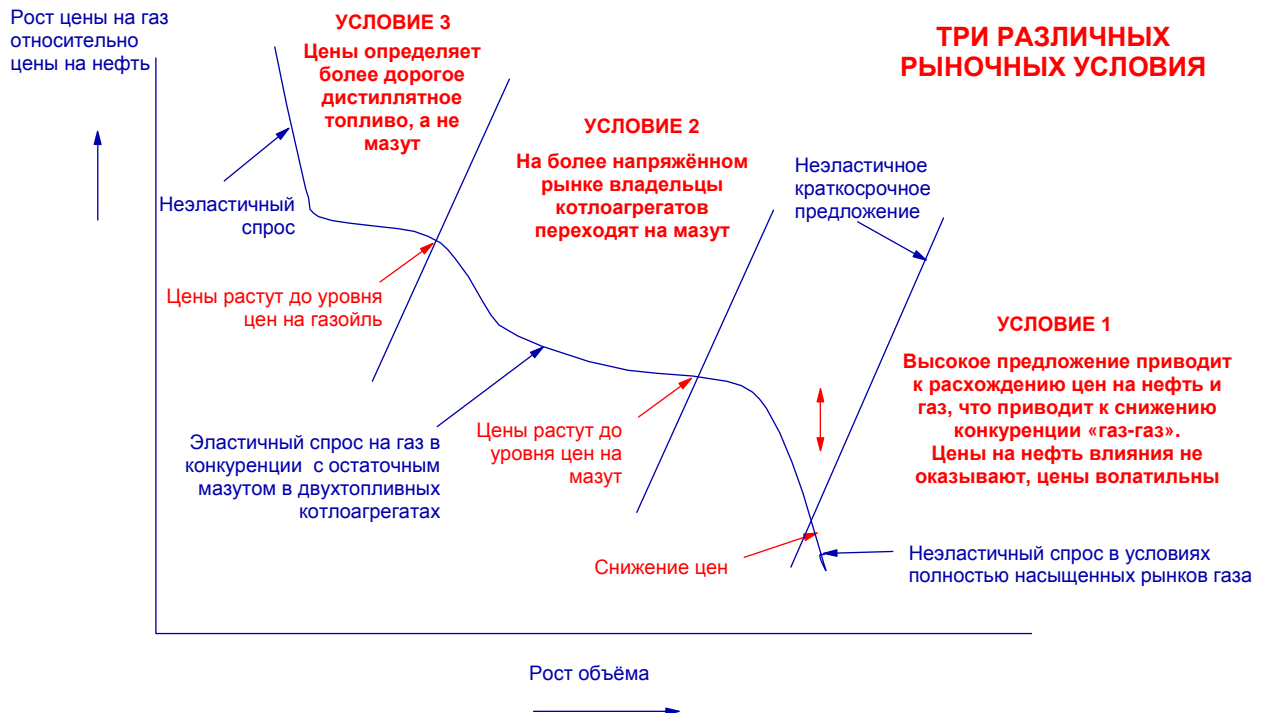
Недавние события в области формирования цен на нефть и газ в США и в Великобритании могут служить иллюстрацией экономических движущих факторов ценообразования. Оба региона начали с раздельного ценообразования, но в обоих из них установились цены на газ, которые были выше цены нефти. В последнее время для обоих регионов характерна конкуренция между различными поставщиками газа, при которой цены на газ ниже цены нефти, и поэтому они могут грозить ценовой конкуренцией рынкам, обслуживаемым контрактами с привязкой к цене нефти. На рис. 19 показано недавнее сопоставление цены газа в американском Хенри-Хабе с ценой нефти WTI. На рис. 20 проведено аналогичное сравнение цены в британском NBP с ценой на нефть Brent.

Рис. 17: Теоретическая динамика предложения, спроса и цен согласно основам экономической теории



Источник: Jensen Associates

Рис. 18: Более реалистичная кривая краткосрочного предложения газа и спроса на него в США



Источник: Jensen Associates

Рис. 19: Цены на газ в Хенри-Хаб в сравнении с ценами на нефть WTI (скользящий средний показатель за 3 месяца)



Источник: Jensen Associates

Рис. 20: Соотношение между ценами на нефть Brent и ценами на газ в Великобритании в национальной точке балансирования (NBP) (скользящий средний показатель за 3 месяца)



Источник: Jensen Associates

4.6 Ценовой арбитраж в Атлантическом бассейне при гибком выборе пункта назначения

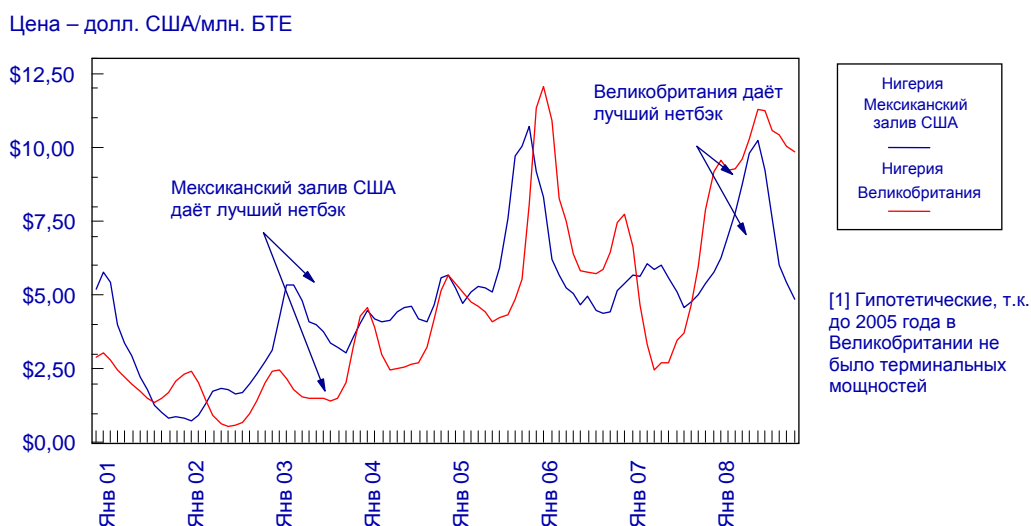
В условиях гибкого выбора пункта назначения поставщики могут направлять партии на рынок, обеспечивающий получение наиболее оптимальной цены «нетбэк». С учётом гибкости, характерной для рынка в Атлантическом бассейне, между Европой и Северной Америкой стремительными темпами развивается ценовой арбитраж. На рис. 21 показан механизм такой арбитражной сделки с поставками из Нигерии в качестве примера.

На рисунке показаны цены «нетбэк», которые получил бы поставщик продукции из Нигерии в случае её отправки на побережье Мексиканского залива в США или в Великобританию в период 2001-2008 годов. Данный пример является гипотетическим, поскольку до 2005 года в Великобритании не было терминальных мощностей для приёма импортной продукции, однако с учётом того, что котировки в британской NBP являются ликвидными и прозрачными, он приводится для иллюстрации европейских цен.

На протяжении значительного времени в период 2001-2006 годов для Мексиканского залива в США были характерны более высокие цены «нетбэк». Однако в последнее время более привлекательным целевым рынком является Великобритания.

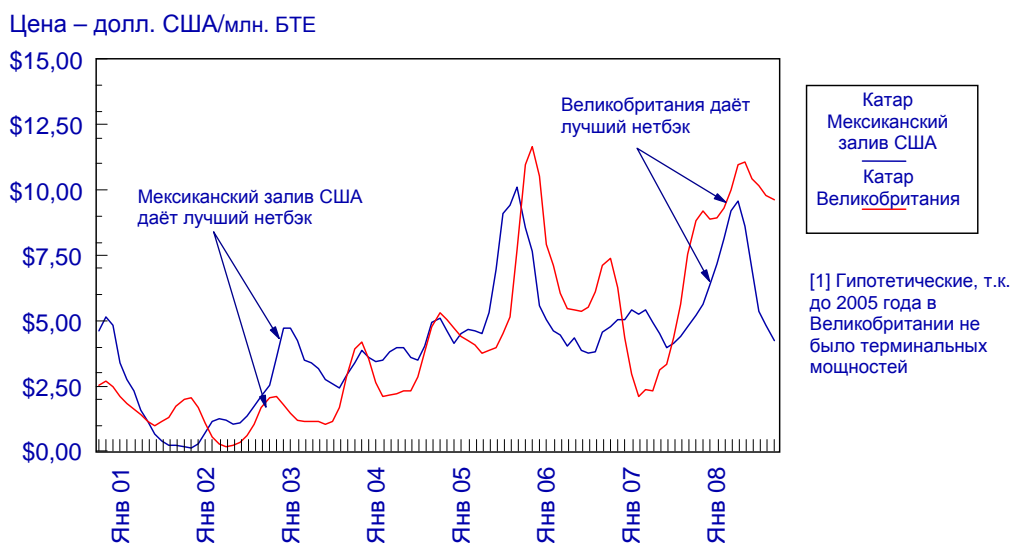
На рис. 22 приведено такое же сопоставление цен «нетбэк» с точки зрения поставщика продукции из Катара. Хотя уровень нетбэк ниже из-за большей удалённости от рынка сбыта, система является весьма аналогичной.

Рис. 21: Гипотетические цены «нетбэк» в арбитражных сделках с нигерийским СПГ с поставкой в Мексиканский залив США и Великобританию [1]



Источник: Jensen Associates

Рис. 22: Гипотетические цены «нетбэк» в арбитражных сделках с катарским СПГ с поставкой в Мексиканский залив США и Великобританию [1]



Источник: Jensen Associates

4.7 Ценообразование на рынках, зависящих от контрактов – Северо-Восточная Азия

В Северо-Восточной Азии, где отсутствуют сколько-нибудь значительные объёмы внутренней добычи, газовая отрасль развивалась на основе импорта СПГ. При заключении первых контрактов на поставку СПГ с японскими покупателями генерация электроэнергии в Японии сильно зависела от нефти, причем в качестве топлива использовалась сырая нефть и тяжелый мазут. На начальном этапе в положениях о ценообразовании предусматривалась индексация по цене нефти – «японской таможенной стоимости нефти» (JCC, или «японская нефтяная корзина»). Этот прецедент начал использоваться Кореей и Тайванем, а также в некоторых китайских контрактах. И хотя со временем данная система претерпела определённые изменения, данный прецедент сохраняет свое значение в Северо-Восточной Азии, и от него непросто отказаться.

В основе базового типового азиатского контракта лежит ценовая формула «Цена = Константа + Коэффициент «крутизна кривой» * JCC, где цена и константа выражаются в долл. США за млн. БТЕ, а JCC – в долл. США за баррель. В течение длительного времени ценовые формулы для бассейна Тихого океана оставались достаточно стабильными, а основная конкуренция между поставщиками была обусловлена изменениями константы или такими второстепенными условиями, как минимальные и максимальные пределы цены.

Эта стабильность начала разрушаться с выходом на рынок Китая в начале 2000-х годов. В это время происходила острая конкурентная борьба между следующими проектами: австралийским North West Shelf, индонезийским Tangguh и катарским Rasgas, которая привела к существенным скидкам по сравнению с изначальными условиями, поскольку конкуренты стремились первыми выйти на этот новый рынок. North West Shelf получил шэньчжэньский контракт, а Tangguh – контракт в провинции Фуцзянь. По сообщениям отраслевой печати, цены по обоим контрактам были существенно ниже уровня цен ранее заключавшихся контрактов.

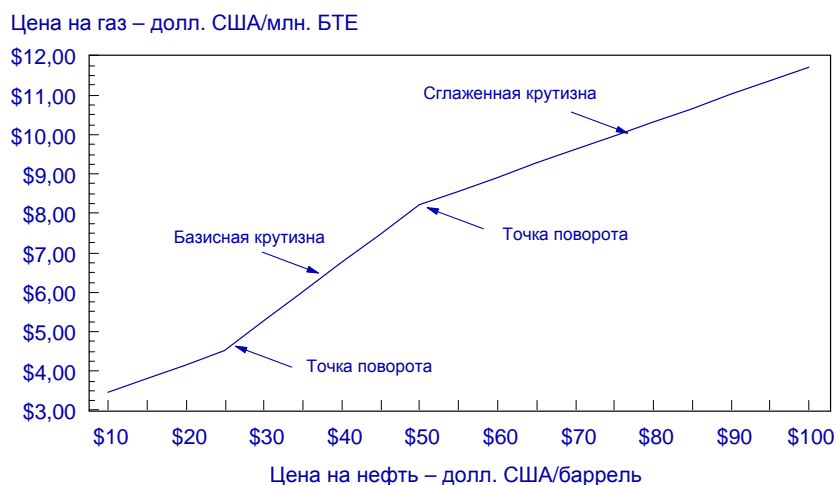
Однако такие скидки применялись недолго. Начавшийся в 2005 году резкий взлет цен на нефть оказал повышательное давление на цену СПГ и заставил продавцов пересмотреть величину скидок. При этом новые контракты с North West Shelf и Tangguh умили конкуренцию, что совпало по времени с созданием дефицита на рынке. Китаю не удалось повторить ранее достигнутый успех, и переход к рынку продавца замедлил темпы принятия новых договорных обязательств.

Одной из характерных особенностей рынка в бассейне Тихого океана явилось применение S-образных кривых как средства уменьшения ценовых рисков. По мере усиления волатильности цен на нефть, положения о привязке к цене нефти создавали значительную угрозу изначальным ценовым ожиданиям договаривающихся сторон. Для продавцов резкое падение цен на нефть угрожало лишением предприятия рентабельности, и поставщики начали проявлять интерес к установлению некоего нижнего предела цены. Однако в качестве компенсации за такое перераспределение рисков покупатели стремились заручиться защитой в виде верхнего предела цены. В упрощённом виде это можно представить как базовое соотношение (именуемое «крутизна кривой»), в котором присутствовала связь между ценами на нефть и газ с возможностью добавления верхнего и нижнего пределов цены для устранения риска. Однако более распространённым является изменение соотношения цен нефти и газа (или крутизны кривой) сверх или ниже определённых уровней цены («точки поворота»). Иллюстрация типичной S-образной кривой приведена на рис. 23.

Ввиду того, что S-образные кривые ограничивают реакцию цен, когда они находятся на высоком или низком уровне, они могут способствовать разделённому формированию

цен на нефть и газ в периоды, когда цена нефти превышает верхнюю точку поворота. До недавнего падения цен на нефть, поставщики оспаривали применение S-образных кривых, аргументируя это тем, что S-образные кривые предназначены для «временной» волатильности цен на нефть и что высокая цена нефти уже является нормой.

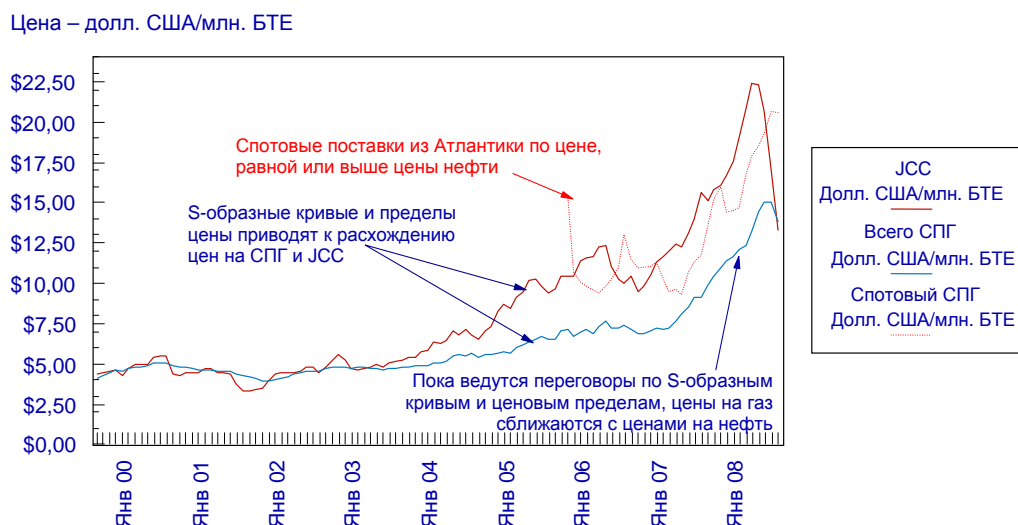
Рис. 23: Иллюстрация S-образной кривой (базисная крутизна – 0,1485, точки поворота – 25 и 50 долл. США)



Источник: Jensen Associates

Суть такого отдельного ценообразования проиллюстрирована на рис. 24. Одним из его побочных последствий является возможность того, что покупатели в Северо-Восточной Азии смогут применять практику перекрестного субсидирования закупок спотовых партий СПГ в конкурентной борьбе с потребителями в Атлантике. В недавний период дефицита газа на рынке, некоторые потребители были вынуждены перейти на мазут. Это позволяет предположить, что цены на мазут служили основой для установления цен на конкурирующие энергоносители «на марже». Японские потребители, цена значительной части объёмов которых была ниже уровня цен на нефть, могли поэтому проявлять определённую вольность в предложении цен на спотовые партии.

Рис. 24: Отрыв цены поставляемого в Японию СПГ от цены нефти при использовании S-образных кривых и пределов цены при росте цен на ЖС. Сравнение цен на СПГ и нефть, в т.ч. в спотовых сделках с поставкой из Атлантики



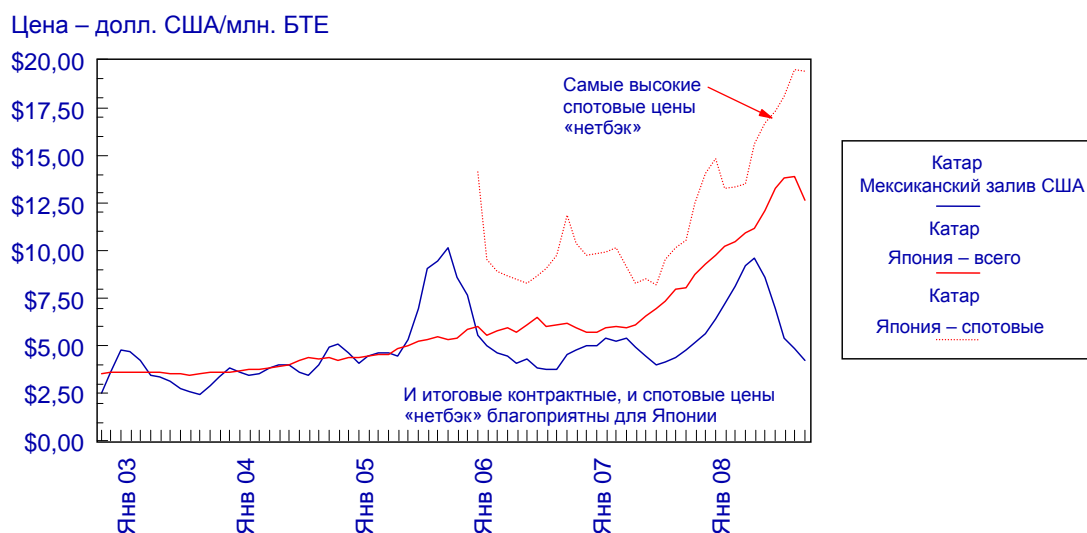
Источник: Jensen Associates

В японской статистике указываются цены и объёмы с разбивкой по странам-экспортёрам. Поэтому определив цену импортной продукции из стран, с которыми не заключены долгосрочные контракты, можно установить цены спотовых сделок. Такой импорт из источников, с которыми не заключены контракты, целиком поступает из бассейна Атлантического океана.

4.8 Роль Ближнего Востока в арбитражных сделках между Атлантическим и Тихоокеанским бассейнами

Ввиду ограниченной гибкости рыночных механизмов в Северо-Восточной Азии, в Тихоокеанском бассейне, по существу, не практикуется ценовой арбитраж. Вместе с тем, определённую роль в совершении арбитражных сделок между Тихоокеанским и Атлантическим бассейнами играет Ближний Восток. Это проиллюстрировано на рис. 25. Несмотря на то, что иногда более высокий нетбэк можно было получить в Мексиканском заливе США, опыт последнего времени свидетельствует о преимуществах Японии даже с учётом того, что динамика договорных цен ограничена S-образными кривыми. Весьма широкие возможности совершения спотовых сделок очевидны.

Рис. 25: Арбитражные сделки в атлантическом и тихоокеанском бассейнах. гипотетические цены «нетбэк» в сделках с катарским СПГ с поставкой в мексиканский залив США и Японию (включая спотовые операции)



Источник: Jensen Associates

4.9 Ценообразование на рынках, зависящих от контрактов – континентальная Европа

В континентальной Европе создана разветвлённая газовая сеть для перекачки импортного газа, поставляемого по трубопроводам, который дополняется некоторыми объёмами СПГ. На этом региональном рынке практика заключения долгосрочных импортных контрактов установилась на раннем этапе развития отрасли, и многие такие контракты сохраняются в силе и по сей день.

Прецеденты в области ценообразования в континентальной Европе были, по существу, созданы Нидерландами в рамках политики формирования цен на отечественный газ со своего сверхгигантского месторождения Гронинген в 1962 году. В то время правительство страны проводило политику, предусматривавшую установление цены на газ по стоимости конкурентно замещавшихся им энергоносителей без учёта стоимости поставки. Хотя данная концепция была принята в период стабильных цен на нефть в начале 1960-х годов, она с самого начала предполагала проведение регулярного

пересмотра цен в интересах обеспечения того, чтобы ценообразование отражало изменения конъюнктуры рынка. С началом роста цен на нефть положения экспортных контрактов об индексации цен были увязаны с рыночным долями легкого дистиллятного топлива, а также высоко- и малосернистого тяжелого дизельного топлива.

В качестве регулятора были приняты «сквозные» коэффициенты, обеспечивающие разделение риска между покупателем и продавцом. При сквозном коэффициенте 1,0 продавец принимал на себя весь ценовой риск, а при сквозном коэффициенте, как правило, порядка 0,8-0,9 определённая часть риска перекладывалась на покупателя.

В контрактах обычно применялся временной лаг между фиксированием изменения цены на нефть и его воздействием на цену газа. Эти две характеристики – сквозные коэффициенты и лаги – были предназначены для уменьшения связи между ценами на нефть и газ, в особенности на рынках, характеризовавшихся ростом цен на нефть. В период повышения цен они играют роль дисконта, однако во времена снижения цен (в особенности их резкого падения, подобного наблюдавшемуся в 1985 и 2008 годах) они создают опасность создания дефицита газа на рынке из-за его цены. Соотношение между ценами на газ и нефть в Европе проиллюстрировано на рис. 26.

Появление СПГ в Европе поставило задачу адаптации договорной практики более широкого мирового рынка СПГ к специфике заключения контрактов в Европе. По этой причине в некоторые европейские контракты на поставку СПГ были включены определённые элементы, присущие азиатским контрактам. Так, например, в некоторых европейских контрактах на поставку СПГ применяются S-образные кривые и определённая привязка к цене сырой нефти.

Рис. 26: Цены на нефть Brent в сравнении с ценами на германской и испанской границах (скользящий средний показатель за 3 месяца)



Источник: Jensen Associates

Глава 5. Нынешние тенденции в ценообразовании

Резкие изменения цен на энергоносители и преобразование рынка покупателя в рынок продавца и наоборот серьезно затрудняют переговоры о цене. Ценовая конкуренция, которая когда-то казалась достаточно стабильной в пределах регионов, в настоящее время обнаруживает существенные отличия, обусловленные конъюнктурой рынка и относительной прочностью позиций покупателя и продавца на переговорах.

5.1 Атлантическое побережье Северной Америки

Первым крупным расширением поставок современного периода в Атлантическом бассейне явились проекты с участием Тринидада и Нигерии, реализация которых началась в 1999 году. Контракты по первой технологической линии Тринидада были заключены с Cabot (ныне Suez) на поставку продукции на терминал Эверетт, а также с Enagas (впоследствии контракт был передан Gas Natural). Хотя эти контракты можно отнести к числу традиционных, контракт с поставкой в Эверетт предусматривал ценообразование по принципу обратного счёта (нетбэк), в результате чего он был подвержен риску волатильности цен в Северной Америке. Однако расположение терминала в крайней точке газотранспортной системы США обеспечивало существенный базисный дифференциал по отношению к Хенри-Хабу, что в свою очередь сводило ценовой риск к минимуму. Первоначальные контракты на поставку нигерийской продукции были заключены с клиентами в континентальной Европе, а это обеспечивало защиту традиционных контрактов от ценовой конкуренции.

Большинство новых терминалов в атлантической части Северной Америки было построено силами поставщиков, применявших практику самоконтрактования, или передано им на подряд. В конце 2008 года на атлантическом побережье Северной Америки функционировало 12 приемочных СПГ-терминалов – девять в США, два в Карибском бассейне и один в Мексике. Из девяти терминалов в США два были спроектированы под прием танкеров с судовыми регазификационными установками и использовались главным образом для торговых операций.

Суммарная годовая пропускная способность девяти терминалов составляла 114 млрд. м³, 73% из которых было зарезервировано для компаний, которые можно квалифицировать в качестве субъектов самоконтрактования. Шестнадцать процентов от остающейся доли находилось под контролем компаний, которые можно охарактеризовать как трейдеров и всего 11% было отведено компаниям, покупающим продукцию для собственных нужд или для перепродажи. Таким образом, для заключения традиционных договоров поставки фактически использовалась только небольшая доля. Эта группа включала в себя Эверетт, а также покупателя – химическую компанию на побережье Мексиканского залива, ещё не подписавшую контракт.

Было заключено незначительное число долгосрочных контрактов и предположительно ни одного, который содержал бы статью о ценообразовании в привязке к цене нефти. Было совершено несколько сделок субъектами самоконтрактования по приобретению продукции у других поставщиков, в которых в качестве ценового индикатора использовался Хенри-Хаб. Как правило, указывается определённая процентная доля котировки по Хенри-Хабу (например, 93% или даже выше). Однако если субъект самоконтрактования контролировал приемочный терминал с существенным базисным дифференциалом по отношению к Хенри-Хабу, то получаемая цена «нетбэк» была значительно выше, а это сводило ценовой риск покупателя к минимуму.

5.2 Великобритания

Первый современный терминал в Великобритании был открыт в 2005 году, а к концу 2008 года в стране насчитывалось четыре терминала производительностью в 33 млрд. м³. Один из них является спецтерминалом, спроектированным под прием танкеров с судовой регазификационной установкой. Подобно СПГ-терминалам в Северной Америке, наибольшая доля мощностей зарезервирована для компаний, применяющих практику самоконтрактования. В общей сложности под контролем субъектов самоконтрактования находилось 68% мощностей, а 21% контролировался компаниями, приобретающими газ самостоятельно, но при этом также с доступом к отечественной добыче. Мощности терминалов, отведённые для обслуживания торговых операций, составляли 13%.

5.3 Испания

На долю Испании в 2007 году приходилось не только 47% объёма импорта СПГ в континентальную Европу, но и – с учётом характерного для неё стремительного увеличения спроса на СПГ – 65% совокупного роста объёмов импорта СПГ за предыдущее десятилетие. Страна является центром заключения долгосрочных контрактов в Европе. В 2007 году по долгосрочным контрактам было ввезено свыше 80% импортных объёмов.

В конце 2007 года в стране насчитывалось шесть терминалов с годовой пропускной способностью в 54 млрд. м³. Три из них находятся в собственности Enagas – бывшей государственной газовой монополии. Владельцем одного терминала является консорциум электрических компаний, один терминал в Бильбао принадлежит товариществу поставщиков, в состав которого входят BP и Repsol, и ещё одним терминалом владеет консорциум, включающий в себя главным образом круги, не имеющие отношения к газовой отрасли.

С учётом того, что все терминалы функционируют как объекты с доступом третьих лиц, было бы неверно говорить, что их мощности «находятся под контролем» компаний какого-то определённого типа. Однако если принять во внимание тот факт, что Enagas и электрические компании являются предприятиями, приобретающими газ самостоятельно, можно предположить, что традиционные контракты обслуживают в общей сложности 83% мощностей. Внешние участники одного консорциума инвесторов могли бы квалифицировать свою долю мощностей как «мощности, обслуживающие торговые операции». Объект в Бильбао был построен двумя поставщиками, и поэтому его мощности можно охарактеризовать как «самозаконтрактованные». Таким образом, следуя такой классификации, можно обобщить, что контракты обслуживают 83% мощностей, 13% мощностей являются самозаконтрактованными и 4% приходится на долю мощностей, обслуживающих торговые операции.

Либерализация испанских газовых рынков находится на продвинутой стадии. Испания отделила деятельность по транспортировке газа от его сбыта, установила доступ третьих лиц к трубопроводам и СПГ-терминалам и разрешает потребителям выбирать себе поставщиков. Страна также провела либерализацию своей электроэнергетики, обеспечив возможность открытых и конкурентных торгов в электроэнергетическом пуле. Однако в отличие от Великобритании, США и Канады, Испания в целом сохраняет зависимость от контрактов. Таким образом, она представляет собой скорее рынок с «контрактной конкуренцией «газ-газ»», а не рынок с «товарной конкуренцией «газ-газ»».

Перемычка между испанской газотранспортной системой и европейской сетью имеет ограниченную пропускную способность, что по существу ограждает рынок страны от ценовой конкуренции со стороны Великобритании, которая влияет на северную часть Европы. Вместе с тем, конкурентное давление на систему оказывают спотовые

операции с СПГ и способность некоторых конкурирующих продавцов заключать договоры на более выгодных условиях по сравнению с другими. Значительная часть увеличения спроса приходится на долю электрических компаний. В 2007 году спрос электрических компаний составил 35% от совокупного спроса на газ в стране.

Коммунальные предприятия особенно уязвимы по отношению к конкуренции. Если им не удалось заключить контракты на достаточно выгодных условиях, существует риск того, что они не будут включены в диспетчерский график, поскольку уплаченные ими цены за газ не обеспечат им возможности установить достаточно низкие тарифы на электроэнергию для электроэнергетического пула. С учётом того, что коммунальные предприятия применяют достаточно агрессивный подход к переговорам о цене, контракты в Испании характеризуются широким варьированием положений о ценообразовании с различным отношением к привязке к цене нефти.

В целом существует три различных способа отказа в отдельных контрактах от традиционно практикуемой на Континенте привязки к ценам на нефтепродукты:

- применение более низких сквозных коэффициентов при повышении цен на нефть;
- применение верхних пределов цены и S-образных кривых;
- отказ от индексации по нефти.

Хотя формирование цены на газ, закупаемый для традиционного рынка ЖКХ, сферы услуг и промышленности, и подверглось определённым изменениям, таким как применение более низких сквозных коэффициентов и S-образных кривых, наиболее серьезные перемены в части отказа от традиционно практикуемой на Континенте привязки к ценам на нефтепродукты были продиктованы электроэнергетикой. Наибольшая часть таких контрактов либо вообще не содержит положений о привязке к цене нефти, либо влияние таких положений сильно ограничено. Одна из наиболее популярных альтернатив заключается в полной привязке положения об индексации к ценам электроэнергетического пула. Таким образом, покупатель гарантирует, что он будет «находиться на рынке» при проведении конкурсных торгов на энергоснабжение. В ряде других контрактов цены электроэнергетического пула сочетаются с нефтяными индикаторами, а ещё в некоторых договорах применяются верхние пределы цены с привязкой к цене нефти марки Brent.

5.4 Другие страны Европы

В других странах Европы, помимо Великобритании и Испании, по состоянию на конец 2007 года имелось девять действующих терминалов с регазификационной мощностью в 62 млрд. м³. Наибольшая часть мощностей нового внеберегового терминала в Ровиго, Италия, и половина мощностей терминала Зебрюгге в Бельгии зарезервированы для субъектов самоконтрактования. Не имеющая отношения к отрасли компания построила один терминал в Турции. В итоге, 19% мощностей европейских терминалов можно квалифицировать как самозаконтрактованные, 10% – как мощности, обслуживающие торговые операции, а остающийся 71% – как мощности, обслуживающие традиционные контракты.

Практически всё увеличение спроса на СПГ в регионе за десятилетие с 1997 года по 2007 год приходится на долю Франции, Турции, Италии и Португалии. В 2007 году в указанных странах за счёт объёмов, являющихся объектом краткосрочных операций, было удовлетворено всего лишь 3% совокупного спроса на СПГ, т.е. доминирующее положение занимали долгосрочные контракты. Ни одна из этих стран не очень далеко продвинулась по пути либерализации рынка, и поэтому все контракты на дополнительные объёмы предположительно являлись традиционными с привязкой к цене нефти.

5.5 Северо-Восточная Азия и Китай

В течение многих лет положения о ценообразовании в Северо-Восточной Азии являлись сравнительно стабильными и основывались на привязке к японской нефтяной корзине (JCC). Наиболее распространённым соотношением являлось уравнение $\text{Цена} = \text{Коэффициент} * \text{JCC} + \text{Константа}$, где Цена и Константа выражались в долл. США за млн. БТЕ, а JCC – в долл. США за баррель. Коэффициент обычно именуют «крутизной кривой». В связи с применением пределов цены и S-образных кривых было привнесено понятие «точек поворота»: при определённых уровнях цены нефти начинал действовать верхний или нижний предел цены или же изменялась крутизна S-образной кривой.

Крутизна кривой в азиатских контрактах по существу объединяла два понятия. Она объединяла физическое соотношение между теплотворной способностью нефти и газа с потенциальным отходом от строгого нефтяного паритета.

В Европе применялся другой подход к положениям о ценообразовании. С учётом того, что ценообразование в Европе определялось ценой нефтепродуктов с различной теплотворной способностью, европейские положения о ценообразовании выделяли физическое соотношение между единицами цены нефти и единицами цены газа. Далее, если положение о ценообразовании предусматривало возможность изменения такого соотношения, то для этого применялся отдельный «сквозной коэффициент». Сквозной коэффициент 1,0 означал, что цена газовой составляющей ценовой формулы устанавливалась на основе паритета с нефтью. Сквозной коэффициент 0,9 означал, что газовый компонент составлял всего 90% паритета с сырой нефтью/мазутом.

В течение длительного периода времени наиболее распространённой крутизной кривой в Северо-Восточной Азии являлась величина 0,1485. Однако с учётом того, что общепринятая теплотворная способность JCC составляла 5,8 млн. БТЕ/баррель, крутизна кривой в азиатских контрактах на уровне 0,1724 (обратное значение 5,8) являлась бы эквивалентом отдельно установленного сквозного коэффициента 1,0. Более распространённая крутизна кривой 0,1485 означала, что цена газа по формуле JCC дисконтировалась до 86% от цены на нефть, т.е. с европейской точки зрения, речь шла о сквозном коэффициенте 0,86.

Вместе с тем, ввиду того, что окончательная ценовая формула предусматривает суммирование с константой, определённая часть дисконта сводится к нулю. Так, например, при цене нефти на уровне 25 долл. США за баррель применение константы 0,60 долл. США восстановит полный паритет к цене нефти, если крутизна кривой составляет 0,1485. Однако с учётом того, что член уравнения JCC увеличивает линейно с ростом цен на нефть, а константа нет, применяемый сквозной коэффициент уменьшается при повышении цен на нефть. Так, например, при цене нефти на уровне 100 долл. США за баррель конечная цена газа будет составлять всего 90% от паритета.

Характерная для начального этапа относительная стабильность ценообразования в Азии была нарушена рядом деструктивных явлений на рынке. В 2002 году Китай впервые вышел на рынок со своими проектами в Гуаньдуне и Фуцзяне. В условиях сравнительно мягкой конъюнктуры рынка соперничество между проектами “Northwest Shelf” (Австралия), “Tangguh” (Индонезия) и “Rasgas” (Катар) за первенство выхода на китайский рынок переросло в ценовую минивойну. Вскоре в конкурентную борьбу вступил российский проект «Сахалин-2».

В период, когда средняя цена СПГ с поставкой в Японию составляла 4,25 долл. США, гуаньдунский проект получил эквивалентную цену от Австралии, а фуцзянский – 2,96 долл. США от Индонезии. Однако к 2004 году резкий рост цен на нефть оказал повышательное давление на цены СПГ в Азии, и на рынке сложилась обстановка

значительной напряжённости. В условиях роста цен ранее заключённые контракты с Китаем были впоследствии пересмотрены на предмет повышения цены.

Напряжённость на рынках повлекла за собой повышение привязанных к цене нефти цен по контрактам на поставку СПГ в Азии и обусловила применение предельных величин по S-образной кривой. Кроме того, в некоторых контрактах были ограничены диапазоны колебания цен на нефть, в которых действовали пределы по S-образной кривой. Как правило, в таких контрактах с ограниченным диапазоном сохранялось применение S-образной кривой, но только на временной основе с последующим пересмотром.

Производители, как правило, считали, что установленные диапазоны крутизны и точек поворота обеспечивают защиту от «временных» колебаний цен на нефть. Они стали выдвигать аргументы о том, что высокие цены – это новая «норма» и стремились найти любые основания для пересмотра положений о ценообразовании. Ряд таких контрактов был передан в международный арбитраж.

Однако в условиях рынка продавца проводившиеся переговоры о заключении новых контрактов и возобновлении уже существующих преследовали цель решения этих проблем и восстановления ранее существовавшей связи между ценами на нефть и СПГ. На некоторых переговорах применялся подход, предусматривавший использование гораздо более высокой константы, что позволило бы подтянуть цены до уровней в пределах диапазона возросших цен на нефть, при одновременном согласии на меньшую крутизну кривой в качестве компромисса. Так обстояло дело особенно в тех случаях, когда ценовые положения предусматривали повышение цен, «вышедших за пределы диапазона». Вместе с тем, в настоящее время, как представляется, переговоры обнаруживают тенденцию к некоторому увеличению крутизны кривых. По имеющимся сообщениям, на некоторых из проводимых им переговоров Катар запрашивал крутизну кривой на уровне 0,16. Сейчас, судя по всему, установилась практика применения крутизны 0,1554. Константы также были скорректированы для выхода на согласованный на переговорах уровень цен.

Однако наиболее распространённой целью переговоров о заключении новых контрактов и возобновлении уже существующих являлась сама S-образная кривая. В результате одного пересмотра крутизна S-образной кривой была увеличена, однако более типична практика полного отказа от S-образных кривых. По имеющимся сообщениям, S-образные были исключены из контрактов с Малайзией, по индонезийским проектам “Bontang” и “Tangguh”, проекту “Bayu Undan” в Тиморском море и австралийскому проекту “Northwest Shelf”, а также из контрактов на реализацию по принципу самоконтрактования.

Одним из противников отказа от защиты от снижения цен, обеспечиваемой при помощи S-образных кривых, являются австралийские проекты. Ввиду того, что несколько таких проектов являются весьма дорогостоящими (отчасти из-за высокой стоимости строительства в Австралии), поставщики по-прежнему стремятся обеспечить определённую защиту в виде нижнего предела цены. Это характерно для проектов «Гордон» и «Плутон». Один из проектов предположительно предусматривает внесение финансового обеспечения покупателем на случай снижения цен.

5.6 Индия

В конце 2007 года в Индии насчитывалось два действующих СПГ-терминала – в Дахедже и Хазире, штат Гуджарат. Кроме того, в стране имеется недостроенный терминал в Дабхале, который согласно первоначальному плану должна была построить компания Enron до своего банкротства. Совокупные мощности двух действующих терминалов составляют 10,4 млрд. м³. Терминал в Дахедже (67% мощностей) эксплуатируется Petronet – СПГ-компанией, находящейся в совместной собственности

с правительством Индии, и приобретает газ по долгосрочному контракту с катарской компанией Rasgas. Совладельцами терминала в Хазире являются Shell и Total; данный терминал предназначен для обслуживания арбитражных сделок, если указанные компании сочтут привлекательными цены «нетбэк» на индийском рынке. Таким образом, 67% мощностей можно охарактеризовать как мощности для обслуживания контрактов с покупателями, а остальные 33% – как самозаконтрактующие мощности.

Первоначальная цена Rasgas для Petronet, которая в течение первых пяти лет являлась фиксированной, составляла, по имеющимся данным, 2,53 долл. США. Однако по завершении начального периода цена должна была быть привязана к JCC с установлением её верхних и нижних пределов.

5.7 Тихоокеанское побережье Северной Америки

Единственным существующим терминалом на западном побережье Северной Америки является Семпра-Коста-Асул в Нижней Калифорнии. Данный терминал предназначен для обслуживания и мексиканского и калифорнийского рынков. Его производительность составляет 10,3 млрд. м³.

Терминал был построен и эксплуатируется компанией Sempra, калифорнийским газовым коммунальным предприятием. Половина мощностей была приобретена Shell, которая предположительно может эксплуатировать его для обслуживания своего портфеля арбитражных сделок, совершаемых в Тихоокеанском бассейне. Sempra заключила долгосрочный контракт с ВР на продукцию индонезийского проекта Tangguh, для обслуживания которого выделена половина мощностей терминала. Таким образом, одну половину мощностей можно охарактеризовать как мощности для обслуживания контракта с покупателем, а другую – как самозаконтрактующие мощности.

Ценообразование по контракту с Sempra привязано к ценам на границе с Калифорнией. Однако предположительно у ВР имеются альтернативные права на половину объёмов с разделением дополнительной выручки между покупателем и продавцом.