

ЦЕНА ЭНЕРГИИ

**Международные механизмы
формирования цен
на нефть и газ**



СЕКРЕТАРИАТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРТИИ

Информация, содержащаяся в настоящей работе, получена из источников, которые считаются надёжными. 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, 2007 г.

ISBN: 978-90-5948-048-3 (печатная копия)

ISBN: 978-90-5948-049-0 (PDF)

Dépôt Légal (Belgium): D/2007/7850/5

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

Предисловие

Один из основных принципов Энергетической Хартии – «ориентированное на рынок ценообразование» в энергетике в рамках суверенных прав на энергоресурсы. Однако в этой связи возникает вопрос: каким образом можно совместить эти два элемента и как они отражаются в формировании цен на нефть и газ в международной торговле?

Сведения, приводимые в настоящем исследовании, являются существенным подспорьем для всех, кто ищет ответ на этот вопрос, поскольку эта работа – первый всеобъемлющий обзор эволюции международных механизмов формирования цен на нефть и газ.

Нефть является предметом международной купли-продажи на протяжении вот уже более ста лет, и при этом торговля нефтью приобрела все особенности, характерные для мирового товарного рынка. Однако этого (пока ещё) нельзя сказать о природном газе, и в мировой энергетике идут горячие споры о том, может ли сложиться мировой рынок газа и каким образом это может произойти.

А пока в международной торговле природным газом наблюдается широкое варьирование механизмов ценообразования на различных региональных и национальных рынках. В настоящем исследовании рассматриваются возможные причины таких различий, начиная с физических свойств природного газа и географического распределения его запасов и кончая обстоятельным анализом механизмов, сложившихся для установления цен на газ в Северной Америке, Великобритании и континентальной Европе. В докладе также анализируется роль сжиженного природного газа в обеспечении связей между различными рынками.

Цель настоящего исследования заключается в том, чтобы содействовать аргументированному обсуждению вопросов формирования цен в международной торговле нефтью и газом, которое само по себе является ключом к пониманию целого ряда событий, происходящих на международных энергетических рынках в настоящее время. Это соответствует одной из центральных задач Энергетической Хартии по обеспечению большей прозрачности и основы для продуктивного диалога между производителями и потребителями энергии. Вместе с тем, необходимо подчеркнуть, что ни настоящее исследование, ни сам Договор к Энергетической Хартии не содержат каких-либо рекомендаций относительно конкретной модели национальных энергорынков или международных коммерческих договоренностей.

Основной акцент в докладе сделан на международных механизмах формирования цен на нефть и газ с анализом национальных режимов регулирования только в тех случаях, когда они имеют значение для международной торговли газом. Доклад публикуется с моей санкции как Генерального Секретаря без ущерба для позиций Договаривающихся Сторон и их прав и обязанностей по Договору к Энергетической Хартии.



Андрэ Мернье
Генеральный Секретарь

1 марта 2007 г.

Выражение признательности

Подготовка настоящего исследования предусматривалась программой работы Секретариата Энергетической Хартии на 2006 год, которая была утверждена Конференцией по Энергетической Хартии 9 декабря 2005 года. Промежуточные варианты доклада обсуждались на заседаниях Группы Энергетической Хартии по торговле и транзиту 17-18 мая и 26-27 октября 2006 г., а также на трёх специальных семинарах, проведённых Секретариатом и собравших заинтересованных экспертов из стран Энергетической Хартии, 22-23 июня, 14-15 сентября 2006 г. и 29 января 2007 г.

Доклад подготовлен силами группы сотрудников Секретариата Энергетической Хартии (Ральф Дикель, Гюрбюз Гёнюл, Тим Гульд, Михару Канаи, Андрей Конопляник и Юлия Селиванова) с участием внешнего эксперта Джима Дженсена (президента компании Jensen Associates, США) при координации Ральфа Дикеля.

Главы по существу исследуемых проблем подготовили следующие авторы:

Глава 2 (Теория и история): Ральф Дикель, Михару Канаи и Андрей Конопляник,

Глава 3 (Формирование цен на нефть): Михару Канаи,

Глава 4 (Формирование цен на газ): Раздел 4.2 (Северная Америка¹), Раздел 4.3 (Великобритания) и Раздел 4.5 (СПГ): Джим Дженсен, Президент Jensen Associates (США); Раздел 4.4 (Континентальная Европа): Ральф Дикель, Андрей Конопляник, Юлия Селиванова.

Тим Гульд и Андрей Конопляник внесли значительный вклад в улучшение структуры настоящего исследования.

Ценные замечания по тексту доклада были получены от стран-членов и наблюдателей Энергетической Хартии, в частности, от представителей Беларуси, Великобритании, Европейского Союза, Казахстана, России и Украины.

Особая признательность участникам трех семинаров, в первую очередь Дэну Симмонсу и Дэвиду Мартину (оба из Международного энергетического агентства), Герману Снупу (Министерство экономики Нидерландов), Гарету Льюис-Дэвису (BP Oil Limited) и Перу Каарстаду (Министерство финансов Норвегии) за их презентации.

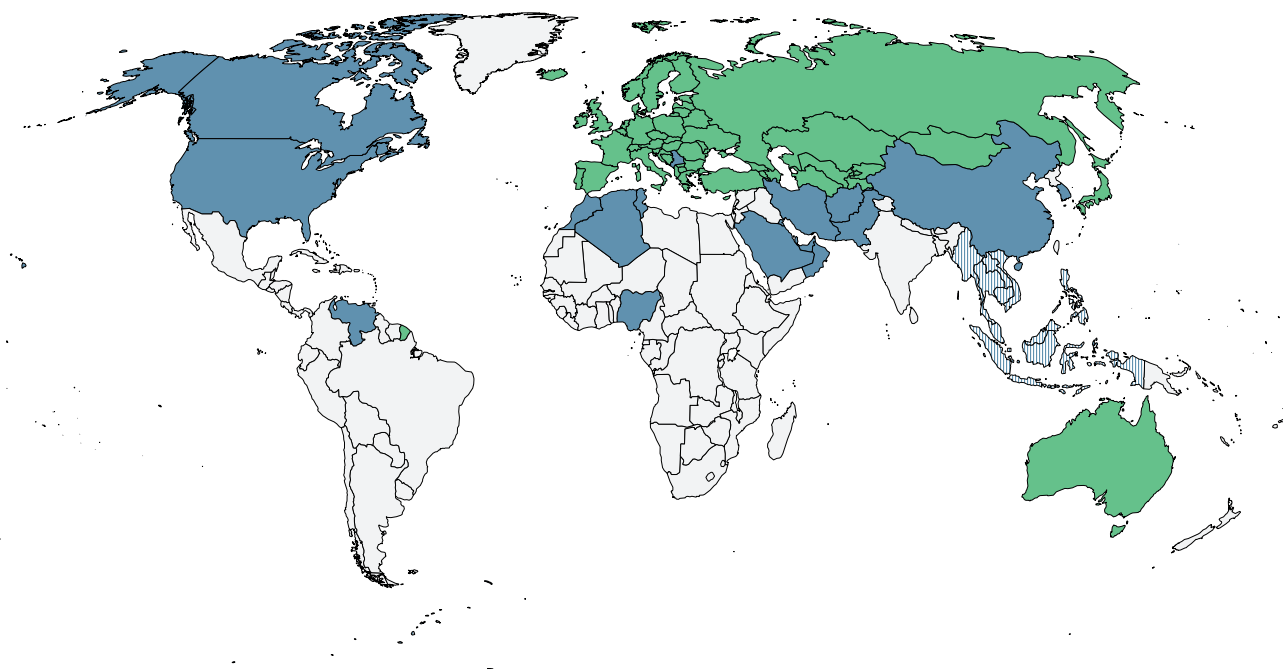
Большую помощь в подготовке книги оказали контакты и конструктивные обсуждения с представителями следующих организаций: E-control (Вена), Институт энергетики и финансов и Научно-исследовательский институт внешнеэкономических связей ГУ ВШЭ (Москва), Международное энергетическое агентство (Париж), Оксфордский институт энергетических исследований (Оксфорд), Промышленная консультативная группа Энергетической Хартии, в частности, компании BP и ОАО «Газпром», а также НАК «Нафтогаз Украины».

1. Если не указано иначе, для целей настоящего исследования термин «Северная Америка» далее означает Соединенные Штаты и Канаду.

Публикация книги была бы невозможна без терпеливой работы Антигоны Дайфотис и Сары Уикс над всеми промежуточными и многочисленными окончательными вариантами, редактирования Кэтлин Грей, а также вычитки и корректуры издания Ольгой Сорокиной. Особая благодарность Влатке Анич, Иву Райору и Салли Трикетт за дизайн графических материалов и обложки и обеспечение печатных работ.

И последнее, хотя не менее важное: руководство и тщательный контроль перевода доклада на русский язык на всех этапах работы осуществляла Галина Романова. Перевод выполнен Вадимом Савиным и Валерием Зайцевым. Русская версия книги отредактирована Андреем Коноплянником, Галиной Романовой и Ольгой Сорокиной.

Конечная ответственность за книгу лежит, разумеется, на её авторах.



- Страны, обозначенные зеленым, являются подписавшими сторонами Договора к Энергетической Хартии и членами Конференции по Энергетической Хартии.
- Страны, обозначенные голубым, являются наблюдателями (вертикальными голубыми полосами обозначены страны АСЕАН).

Договор к Энергетической Хартии

Договор к Энергетической Хартии обеспечивает многостороннюю основу для энергетического сотрудничества, уникальную в системе международного права. Он разработан, чтобы содействовать энергетической безопасности посредством функционирования более открытых и конкурентных энергетических рынков при уважении принципов устойчивого развития и суверенитета над энергетическими ресурсами.

Договор к Энергетической Хартии был подписан в декабре 1994 года и вступил в силу в апреле 1998 года. К настоящему времени Договор подписали или присоединились к нему пятьдесят одно государство Европы и Азии, а также Европейские сообщества (таким образом, общее число Подписавших сторон – пятьдесят две).

Основное внимание положений Договора сосредоточено на следующих четырёх областях:

- защита иностранных инвестиций на основе распространения национального режима или режима наибольшего благоприятствования (в зависимости от того, какой из них является наиболее благоприятным) и защита от основных некоммерческих рисков;
- недискриминационные условия торговли энергетическими материалами, продуктами и связанным с энергетикой оборудованием на основе правил ВТО и свобода транзита энергии по трубопроводам, электросетям и с использованием иных средств транспортировки;
- разрешение споров между государствами-участниками и – в случае инвестиций – между инвесторами и принимающими странами;
- содействие повышению энергоэффективности и стремление свести к минимуму воздействие производства и использования энергии на окружающую среду.

Договор был разработан на основе Энергетической Хартии, политической декларации 1991 года. В отличие от декларации, которая свидетельствовала о политических намерениях укреплять международные связи в энергетике, Договор 1994 года является юридически обязательным многосторонним соглашением. Это единственное в своём роде соглашение, касающееся межправительственного сотрудничества в энергетическом секторе, охватывающее всю энергетическую производственно-сбытовую цепочку (от разведки до конечного использования) и все энергетические продукты и связанное с энергетикой оборудование.

Содержание

Предисловие	3
Выражение признательности.....	5
Договор к Энергетической Хартии.....	7
Краткое изложение	19
Глава 1: Введение	35
1.1. Задачи.....	35
1.2. Подход	35
1.3. Вопросы, подвергаемые обстоятельному анализу.....	35
Глава 2: Механизмы формирования цен на нефть и газ: теоретические и исторические аспекты.....	43
2.1. Теоретические аспекты	43
2.2. Исторические аспекты.....	57
2.3. Структура рынка и рыночные механизмы	66
Глава 3: Формирование цен на нефть.....	69
3.1. Краткое изложение.....	69
3.2. Введение	71
3.2.1. Нефть – уникальный товар.....	71
3.2.3. Эталонная нефть	74
3.2.4. Сделки с сырой нефтью	77
3.2.5. Формула цены	78
3.2.6. Ценообразование по принципу <i>нетбэк</i>	79
3.2.7. Маржа нефтепереработки	80
3.3. Развитие механизма формирования цен на нефть.....	82
3.3.1. Начальный период.....	82
3.3.2. Главные нефтяные компании.....	82
3.3.3. ОПЕК.....	83
3.3.4. Спотовый и фьючерсный рынки	84
3.4. Спотовый рынок / форвардный рынок / фьючерсный рынок / рынок опционов.....	86
3.4.1. Спотовый рынок	86
3.4.2. Форвардный рынок.....	87
3.4.3. Фьючерсный рынок.....	88
3.4.4. Рынок опционов	91

3.5. Хеджирование и спекуляция	94
3.5.1. Хеджирование	94
3.5.2. Длинный хедж и короткий хедж	95
3.5.3. Хеджеры, спекулянты и арбитражёры	96
3.5.4. Регулирующий орган	96
3.6. Основы современного рынка нефти	99
3.6.1. Недавние изменения в области цен	99
3.6.2. Спрос	100
3.6.3. Предложение	101
3.6.4. Нефтепереработка	103
3.6.5. Товарные запасы	105
3.7. Выводы	106
Глава 4: Формирование цен на газ	109
4.1. Станет ли газ таким же мировым товаром, как нефть?	109
4.2. Северная Америка	114
4.2.1. Краткое изложение	114
4.2.2. Введение	115
4.2.2.1. Единая газотранспортная система Северной Америки	115
4.2.2.2. Североамериканские терминалы для импорта СПГ	115
4.2.2.3. Спрос на природный газ в США	117
4.2.2.4. Предложение природного газа в США	119
4.2.2.5. Предложение и спрос в Канаде	120
4.2.3. Эволюция регулирования газовой отрасли в США	122
4.2.3.1. История развития регулирования газовой отрасли в США	122
4.2.3.2. Закон «О природном газе» от 1938 года	123
4.2.3.3. Решение Верховного Суда по делу компании Phillips	123
4.2.3.4. Закон «О политике в области природного газа» от 1978 года	124
4.2.3.5. Реакция отрасли на закон «О политике в области природного газа» ..	125
4.2.3.6. Распоряжение FERC № 380	126
4.2.3.7. Распоряжение FERC № 436	127
4.2.3.8. Проблемы трубопроводных компаний в связи с обязательством «бери или плати»	127
4.2.4. Регулирование газового сектора в Канаде	128
4.2.5. Эволюция цен на газ в Северной Америке	129
4.2.5.1. Формирование цен на газ в США до принятия закона «О политике в области природного газа»	129
4.2.5.2. Закон «О политике в области природного газа» и частичная отмена регулирования цен на газ	130
4.2.5.3. Влияние политики регулирования в США на цены в Канаде	131

4.2.6. Нынешняя система ценообразования в Северной Америке	133
4.2.6.1. Появление узла Хенри-Хаб в качестве центрального элемента ценообразования в Северной Америке	133
4.2.6.2. Функционирование североамериканской системы	134
4.2.6.3. Формирование цен на газ в Северной Америке	134
4.2.6.4. Нынешняя взаимосвязь цен в Северной Америке	138
4.2.7. Выводы	140
4.3. Великобритания	141
4.3.1. Краткое изложение	141
4.3.2. Введение	142
4.3.2.1. История регулирования газовой отрасли Великобритании	142
4.3.2.2. Налоговый режим в Великобритании	144
4.3.2.3. Газотранспортная система	145
4.3.3. Спрос и предложение в Великобритании	148
4.3.3.1. Спрос на газ	148
4.3.3.2. Предложение и торговля газом	148
4.3.3.3. Будущее предложение газа в Великобритании	150
4.3.3.4. Вопросы доступа третьих сторон к терминалам СПГ	154
4.3.4. Формирование цен на природный газ	155
4.3.4.1. Формирование цен до реструктуризации отрасли	155
4.3.4.2. Ценообразование на реструктурированном газовом рынке	157
4.3.4.3. Каким образом цены в Великобритании взаимодействуют с ценами на континенте?	159
4.3.4.4. Опыт зимы 2005-2006 годов	160
4.3.5. Выводы	161
4.4. Континентальная Европа	163
4.4.1. Краткое изложение	163
4.4.2. Формирование структуры рынка и импорт	165
4.4.3. Гронингенская концепция стоимости замещения и долгосрочных экспортных контрактов с обязательствами по минимальной оплате	166
4.4.4. Контракты на импорт газа после Гронингена	174
4.4.5. Раунды по пересмотру цен	188
4.4.6. Изменения в сфере регулирования	190
4.4.7. Трансграничные поставки газа в странах бывшего СЭВ	191
4.4.8. Выводы	200
4.5. Сжиженный природный газ	203
4.5.1. Краткое изложение	203
4.5.2. Введение	204
4.5.2.1. История мировой торговли СПГ	204
4.5.2.2. Роль долгосрочных контрактов в традиционной торговле СПГ	206
4.5.2.3. Издержки, связанные с СПГ	209
4.5.2.4. Формирование более гибких рынков СПГ	210
4.5.2.5. Арбитраж	215

4.5.3. Формирование цен на СПГ	216
4.5.3.1. Региональные различия в логике формирования цен на СПГ	216
4.5.3.2. Формирование цен на СПГ в бассейне Атлантического океана на начальном этапе	218
4.5.3.3. Формирование цен на СПГ в бассейне Тихого океана на начальном этапе	220
4.5.3.4. Растущая необходимость изменения формул ценообразования в 1990-х годах	221
4.5.4. Современные подходы к заключению контрактов на СПГ, сформировавшиеся в 1990-х годах	222
4.5.4.1. Новые тенденции в относящейся к СПГ договорной практике в Азии	222
4.5.4.2. Выход Китая и Индии на азиатский рынок	223
4.5.4.3. Рост цен на нефть и его влияние на цены в Северо-Восточной Азии	225
4.5.4.4. Последние события на рынках Азии	227
4.5.4.5. Формирующийся рынок на Западном побережье Северной Америки	227
4.5.4.6. Новые тенденции в относящейся к СПГ договорной практике в бассейне Атлантического океана	228
4.5.4.7. Договорная практика на Ближнем Востоке	231
4.5.5. Договорная практика для реструктурированных рынков газа	231
4.5.5.1. Северная Америка	231
4.5.5.2. Великобритания	232
4.5.6. Выводы	233
Глава 5: Общие выводы	237
Библиография	249
Список сокращений	255
Глоссарий терминов	263

Список рисунков

Рис. 1:	Международная цепочка формирования стоимости нефти и газа.	40
Рис. 2:	Ренты, связанные с добычей нефти.	49
Рис. 3:	Рынки углеводородов: от неконкурентных к конкурентным структурам.	58
Рис. 4:	Развитие структуры мирового нефтяного рынка и видов сделок.	64
Рис. 5:	Динамика развития газовых рынков.	65
Рис. 6:	Структура потребления первичных энергетических ресурсов в мире в 2005 г.	72
Рис. 7:	Чистая стоимость нефтепродуктов и цены на сырую нефть – сравнение <i>Brent</i> (1997-2005 гг.) и <i>Urals</i> (1997-2005 гг.)	74
Рис. 8:	Цены на эталонные сорта нефти.	76
Рис. 9:	Маржи нефтепереработки (1995-2006 гг.)	80
Рис. 10:	Прибыль по отношению к цене для длинной и короткой позиций	89
Рис. 11:	Цена в зависимости от срока поставки в случае <i>контанго</i> и <i>бэквардейшн</i>	91
Рис. 12:	Динамика прибыли и цен: «длинный колл» – «длинный пут» и «короткий колл» – «короткий пут»	93
Рис. 13:	Соотношение фьючерсных и спотовых цен.	95
Рис. 14:	Позиции фьючерсов на <i>WTI</i> на NYMEX по состоянию на 20 февраля 2007 г.	97
Рис. 15:	Мировые спотовые цены на сырую нефть в 1986-2007 гг.	99
Рис. 16:	Добыча нефти в бывшем СССР	102
Рис. 17:	Запасы сырой нефти промышленного сектора в странах ОЭСР (1990-2005 гг.)	106
Рис. 18:	Добыча и потребление в основных регионах США в 2004 г. (в млрд. м ³)	116
Рис. 19:	Добыча и потребление в основных регионах Канады в 2004 г. (в млрд. м ³)	117
Рис. 20:	Спрос на газ в США в период с 1950 г. (млрд. м ³)	118
Рис. 21:	Сопоставление прогнозов спроса на газ в США в рамках ежегодных обзоров EIA по годам составления прогноза.	119
Рис. 22:	Предложение газа на рынках США с 1986 г. по сегодняшний день и прогноз EIA до 2020 г. .	120
Рис. 23:	Спрос на газ в Канаде и чистый объём экспорта газа в США (1976-2003 гг.)	121
Рис. 24:	Динамика цен на устье скважины до и после принятия закона «О политике в области природного газа» от 1978 г.	126
Рис. 25:	Потребление природного газа в США в период «газового пузыря».	127
Рис. 26:	Формирование цен на газ при частичном дерегулировании согласно закону «О политике в области природного газа», демонстрирующее эффект перекрёстного субсидирования дерегулируемого газа (цены на август 1982 г.)	131
Рис. 27:	Динамика цен на газ на Хенри-Хаб с 1991 г. (на основе цен «стрип» на NYMEX)	135
Рис. 28:	Классический пример теоретической динамики предложения, спроса и цен	136
Рис. 29:	Более реалистичный график краткосрочного предложения и спроса на газ в условиях газовой конкуренции.	136
Рис. 30:	Ещё один график краткосрочного предложения / спроса – два рынка с восстановленной конкуренцией между нефтью и газом	137
Рис. 31:	Взаимосвязь между спотовыми ценами и ценой «стрип» на NYMEX по Хенри-Хаб.	138

Список рисунков

Рис. 32:	Базисные дифференциалы (относительно Хенри-Хаб) по отдельным газораспределительным системам	139
Рис. 33:	Потребление газа, добытого в Северном море, и чистый импорт газа в Великобританию.	149
Рис. 34:	Сопоставление доказанных запасов газа Великобритании в Северном море с обеспеченностью добычи доказанными запасами	150
Рис. 35:	Добыча газа в Великобритании	151
Рис. 36:	Чистый объём торговли газом Великобритании.	152
Рис. 37:	Спотовые цены на газ подрывают стоимость поставок Centrica в условиях либерализации рынка при наличии избыточного предложения	157
Рис. 38:	Цены на NBP в Великобритании	158
Рис. 39:	Базисный дифференциал – Зебрюгге / NBP	159
Рис. 40:	Сопоставление цен в Зебрюгге и на бельгийской границе.	160
Рис. 41:	Динамика поставок природного газа в Западную Европу, включая Норвегию и Швейцарию.	166
Рис. 42:	Цены на российский газ, поставляемый в ЕС и страны, расположенные вдоль трассы трубопровода	194
Рис. 43:	Рост импорта СПГ по регионам (млрд. м ³).	206
Рис. 44:	Рост экспорта СПГ по источникам поставок (млрд. м ³)	207
Рис. 45:	Поставки с Ближнего Востока увеличиваются и меняют приоритетные направления экспорта (млрд. м ³)	207
Рис. 46:	Самоконтрактование – новый подход к реализации СПГ по сравнению с традиционными «целевыми контрактами»	212
Рис. 47:	Торговля СПГ демонстрирует растущее значение краткосрочных продаж (млрд. м ³).	213
Рис. 48:	Оценка контрактного статуса твёрдых и вероятных мощностей СПГ на 2010 год (млн. тонн СПГ).	214
Рис. 49:	Сравнительные уровни чистых экспортных цен (нетбэк) для некоторых участников арбитражных операций в Атлантическом бассейне – поставки СПГ из Тринидада и Нигерии на рынки Испании и побережье Мексиканского залива США.	216
Рис. 50:	Сравнительные уровни чистых экспортных цен (нетбэк) для ближневосточных поставщиков СПГ при поставках на рынки Испании, Японии и побережье Мексиканского залива США	217
Рис. 51:	«S-образная кривая» для Северо-Восточной Азии на базе «японской таможенной стоимости» сырой нефти (для «японской нефтяной корзины»).	221
Рис. 52:	«Японская таможенная стоимость» сырой нефти (для «японской нефтяной корзины») и импортные цены на СПГ (долл. США за млн. БТЕ).	226
Рис. 53:	Некоторые азиатские цены на СПГ, приведённые к единой ближневосточной контрольной точке путём использования базисного дифференциала для Катара.	226

Список вставок

Вставка 1:	Экономические последствия физических свойств ископаемых видов топлива.....	37
Вставка 2:	Запасы и ресурсы.....	47
Вставка 3:	Несовершенство рынка.....	55
Вставка 4:	Спотовые и фьючерсные цены.....	92
Вставка 5:	«Крэк спред».....	96
Вставка 6:	Товароиндексные фонды.....	98
Вставка 7:	Биотопливо.....	104
Вставка 8:	Стилизованная формула расчёта цены согласно концепции «чистой экспортной стоимости» по долгосрочным контрактам.....	176
Вставка 9:	Стилизованные положения статьи о пересмотре цены.....	178

Список таблиц

Таблица 1:	Эволюция международных механизмов формирования цен на нефть.....	61
Таблица 2:	10 крупнейших потребителей, производителей, импортёров, экспортёров нефти в 2005 г.	73
Таблица 3:	Характеристики контрактов: Спот / Форвард / Фьючерс / Опционы.....	88
Таблица 4:	Станет ли газ, как и нефть, (мировым) биржевым товаром?.....	113

Краткое изложение



Краткое изложение

В настоящем докладе описывается и анализируется развитие международных механизмов формирования цен на нефть и газ. Доклад построен таким образом, что каждая из его глав является полностью самостоятельной: главы и разделы, содержащие фактические материалы о нефти (**глава 3**), о газе в Северной Америке (**раздел 4.2**), газе в Великобритании (**раздел 4.3**), газе в Континентальной Европе (**раздел 4.4**) и сжиженном природном газе (СПГ) (**раздел 4.5**), не зависят друг от друга и содержат краткое изложение и выводы.

За последние 20 лет сформировался мировой товарный рынок нефти. В случае же природного газа, ликвидный товарный рынок сложился только в Северной Америке и Великобритании (в обоих случаях на основе отечественных ресурсов). В Континентальной Европе и Тихоокеанском регионе газовая отрасль развивалась в основном за счёт импортного газа (поставляемого по трубопроводам или в виде СПГ), который реализовывался в рамках долгосрочных контрактов.

Во **Введении (глава 1)** поднимаются следующие вопросы: (i) будет ли динамично развивающаяся торговля СПГ способствовать становлению газа как всемирного товара; (ii) будут ли сохраняться региональные различия, в особенности в отношении значения долгосрочных контрактов в Континентальной Европе и Японии / Корее; (iii) в какой степени можно способствовать уменьшению таких региональных различий мерами регулирования, а также как распределяется регуляционное влияние между странами-импортёрами и странами-экспортёрами; (iv) способствуют ли геология и география применению определённых механизмов формирования цен на газ, таких как долгосрочные контракты, тем самым ограничивая потенциальное воздействие мер регулирования; и (v) каковы соответствующие преимущества ликвидных товарных рынков и долгосрочных контрактов и каким может быть их оптимальное сочетание? В завершающей части этой главы приводится краткое описание физических свойств нефти и газа, а также их влияния на развитие рынков и механизмов формирования цен.

В **главе 2** рассматриваются **теоретические и исторические аспекты** проблем, относящихся к нефти и газу. Во-первых, необходимо проводить различие между механизмами формирования цен (как устанавливаются цены) и лежащими в их основе рыночными силами (что определяет уровень цены). Несмотря на то, что ликвидные рынки обеспечивают прозрачность процесса ценообразования, а это является важной предпосылкой конкуренции, сами по себе они не создают конкурентных сил, способных обеспечить снижение цен или их удержание на низком уровне.

В **разделе 2.1** освещаются определённые теоретические подходы, полезные для рассмотрения специфических характеристик формирования цен на нефть и газ. Нефть и, даже в ещё большей степени, газ имеют такие характеристики, которые не укладываются в обычные каноны экономической теории, поэтому в данном разделе рассматриваются соответствующие дополнительные элементы: теория транзакционных издержек охватывает роль долгосрочных контрактов как инструмента, призванного решать вопросы специфичности инвестиций (которая особенно велика в случае газопроводов). Согласно этой теории, страны со свободной экономикой обнаруживают тенденцию к достижению определённого сочетания рынков,

долгосрочных контрактов и организационной структуры фирм, что обуславливает общий оптимум транзакционных издержек.

Для понимания сущности таких природных ресурсов, как нефть или газ, полезна концепция ренты Риккардо (описание естественных различий в уровне ресурсной ренты между производителями), в то время как концепция ренты Хотеллинга (или надбавки за истощение ресурсов) полезна для понимания порядка распределения ренты между потребителями и производителями, обусловленного применением имеющихся технологий при пользовании невозобновляемыми ресурсами. Распоряжение ресурсами и управление их добычей нередко находятся в ведении двух различных субъектов – принципала, которому принадлежит право собственности на ресурсы, и агента, осуществляющего их добычу. Теория «принципал-агент» подводит базис под специфику моделей такого процесса принятия решений. Стимулы для собственника ресурсов, как правило, обусловлены стремлением к долгосрочной максимизации ренты, в том числе для будущих поколений. Стимулы же инвестора обычно заключаются в максимизации прибыли для сегодняшних акционеров. Оба участника, как правило, имеют разные временные горизонты своих предпочтений.

Особенно важный вопрос состоит в том, должна ли ресурсная рента взиматься в денежной форме правительствами обладающих ресурсами государств или же она должна передаваться на благо потребителей (будь то отечественных или иностранных) путём предоставления ресурсов по цене «затраты плюс». Высокая неэластичность спроса на нефть и газ, особенно в сочетании с ограничениями со стороны предложения, зачастую недооценивается как ценообразующий фактор. Подобное сочетание приводит к крупным надбавкам на цены сверх величины предельных издержек и является основной причиной высокой ценовой нестабильности, как это явствует из разработанной Курно и Нэшем формулы соотношения индекса Герфиндаля-Хиршманна (*HHI*), эластичности спроса по цене и надбавки к цене сверх величины предельных издержек. С учётом того, что газ может замещаться другими энергоносителями, представляется любопытным проследить взаимосвязь между ведущим товаром (таким как нефть) и его субститутами (такими как газ). В настоящее время всё большее внимание уделяется внешним факторам – главным образом, воздействию потребления энергии на окружающую среду. Проблема интернализации таких внешних факторов может быть решена, например, при помощи теоремы Коуза.

В **разделе 2.2** делается экскурс в историю формирования цен на нефть и газ. Эволюция нефтедобывающей отрасли, как представляется, следует кривой в форме колокола, именуемой кривой Хабберта. Газодобывающая промышленность, судя по всему, развивается по той же кривой, но с отставанием на несколько десятилетий. Если допустить, что различные участки кривой Хабберта в случае нефти соответствуют различным этапам формирования структуры рынка, договорных и ценовых механизмов, то можно предположить, что такая корреляция будет правомерна и для эволюции газовой отрасли. Таким образом, из анализа истории развития нефтяного сектора можно сделать определённые выводы в плане формирования структуры газового рынка. Этот вопрос рассматривается здесь в контексте краткого изложения основных направлений исторической эволюции структуры рынков нефти и газа. В случае нефти вкратце рассматриваются четыре этапа эволюции механизмов ценообразования на мировом рынке: период «однобазовой системы цен» в соответствии с Соглашением Акнакарри от 1928 года², сменившийся в 1947 году периодом «двухбазовой системы цен», – в течение

2. Подробнее о Соглашении Акнакарри см. *раздел 2.2 «Исторические аспекты» («Семь сестёр»)*.

всего этого времени преобладали долгосрочные контракты и внутренние трансграничные сделки вертикально интегрированных компаний с применением трансфертных цен; доминирование ОПЕК³ в 1970-е и 1980-е годы с официальными ценами реализации; всё более широкое применение цен спотового рынка в качестве ориентира для установления цен ОПЕК; и начало применения товарного ценообразования на основе биржевых сделок и повышения роли производных инструментов в торговле нефтью с 1980-х годов.

В главе 3 описано **развитие механизмов формирования цен на нефть**. На смену системе (главным образом, внутренних трансфертных) справочных цен на нефть, сложившейся в колониальную эпоху, пришла система официальных цен реализации периода контроля ОПЕК начиная с 1970-х годов. За этим последовало непродолжительное формирование цен по принципу чистой экспортной стоимости (*нетбэк*) в период падения цен на нефть в середине 1980-х годов, после чего, наконец, началась торговля нефтью как сырьевым товаром. В настоящее время торговые сделки с нефтью заключаются в мировом масштабе так же, как и с другими товарами, и характеризуются применением всех инструментов, связанных с товарной торговлей, такими как спотовый и фьючерсный рынки со всеми производными для хеджирования фьючерсных цен и / или спекуляции на их динамике.

Различия в качестве и местонахождении нефти отражаются тремя эталонными её сортами *WTI*⁴, *Brent* и *Dubai*, – что позволяет осуществлять круглосуточные торговые операции. Цены на другие сорта нефти определяются привязкой к котировкам эталонных сортов с добавлением дифференциалов, обусловленных различиями в качестве и пунктах сдачи продукции. При совершении операций за рамками ОПЕК типичными являются сделки с единичными партиями нефти, в то время как страны ОПЕК на Ближнем Востоке, как правило, реализуют свою нефть по долгосрочным контрактам (со сроком действия в один год и возможностью его продления) по цене, привязанной к спотовым котировкам. Цены на нефть обычно устанавливаются на условиях FOB («свободно на борту судна»), в то время как цены на нефтепродукты определяются на условиях СИФ («стоимость, страхование и фрахт») в привязке к основным импортным терминалам, хранилищам и центрам нефтепереработки (Амстердам-Роттердам-Антверпен (АРА), Сингапур и Карибский бассейн).

В этой главе также рассматриваются факторы, обусловившие повышение цен на нефть в период после 2000 года. Спрос обусловлен, прежде всего, увеличением мирового валового внутреннего продукта (ВВП), который жёстко коррелируется со спросом на энергию и нефть. По мере наращивания спроса в развивающихся странах в отсутствие сокращения совокупного потребления нефти в развитых странах, потребности в мировой добыче нефти продолжают возрастать. По состоянию на начало 2007 года неиспользуемые мощности в сфере добычи составляют менее 3 млн. барр. в сутки⁵ при уровне потребления свыше 85 млн. барр. в сутки, а нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) работают с коэффициентом загрузки мощностей 90%, т.е. практически на пределе своих возможностей. Сейчас, когда добыча смещается в сторону более тяжёлой нефти, на НПЗ во всём мире всё больше увеличивается дефицит мощностей по глубокой переработке.

3. ОПЕК – Организация стран-экспортёров нефти.

4. *WTI* – West Texas Intermediate.

5. Миллион баррелей в сутки.

Технический прогресс и повышение цен обеспечили рентабельность разработки таких нетрадиционных нефтересурсов, как канадские битуминозные песчаники, которые дают сегодня порядка 1 млн. барр. в сутки, а также глубоководных и сверхглубоководных морских месторождений. По данным Международного Энергетического Агентства⁶, в 2005 году объёмы добычи в странах, не являющихся членами ОПЕК, оставались неизменными (в то время как в 2004 году они увеличились на 1 млн. барр. в сутки). К числу других факторов, предположительно способствовавших повышению цен на нефть в начале нового столетия, относятся рост себестоимости добычи, политическая надбавка на нестабильность в некоторых странах-производителях, падение курса доллара США и увеличение масштабов спекулятивной деятельности на нефтяном рынке.

В главе 4 описываются международные механизмы формирования цен на газ в различных регионах мира, а также на рынке СПГ, с отдельными разделами по Северной Америке, Великобритании и Континентальной Европе, а по рынку СПГ – также с охватом Японии и Кореи.

В **разделе 4.1** проводится обзор специфических характеристик и базы регулирования в различных регионах, которые имеют значение для формирования региональных механизмов ценообразования в международной торговле газом.

Формирование цен на газ в Северной Америке рассматривается в разделе 4.2. Развитие газового рынка в Северной Америке основывалось почти исключительно на отечественных ресурсах США и Канады. До начала нового столетия международная торговля газом в Северной Америке ограничивалась экспортом газа из Канады в США. Однако со времени появления разрыва между спросом и предложением в Северной Америке расширяются существующие и строятся новые СПГ-терминалы для обработки растущего объёма импорта СПГ.

На основе решения, вынесенного в 1954 году Верховным судом, в США сложилась система контроля над ценами на природный газ на устье скважины. Эта система усугубила дефицит газоснабжения в конце 1960-х годов ввиду отсутствия стимулов к освоению новых месторождений. Регулирование цен было упразднено Конгрессом лишь в 1978 году. Канада, которая не могла избежать ценовых искажений, создаваемых системой в США, установила в 1970-х годах собственную систему контроля над ценами, а в 1985 году последовала примеру США, приступивших к либерализации рынка.

Системы лицензирования и изъятия ренты как в США, так и в Канаде хорошо проработаны и служат основой для принятия решений добывающими компаниями. В Северной Америке имеется огромное количество мелких и средних месторождений, и разработка новых газовых месторождений в регионе основывается на реакции многочисленных частных инвесторов на ценовые сигналы. Либерализация цен и введение практики доступа третьих лиц устранили препятствия к сбыту нового газа. В газовой отрасли сформировалось несколько узлов, где с газом совершаются торговые операции как с товаром. Наиболее важное значение имеет узел Хенри-Хаб в Луизиане, который служит основой для спотовых и фьючерсных операций на Нью-Йоркской товарной бирже.

6. OECD/IEA *Oil Market Report*, март 2007.

Увеличение объёма импорта СПГ в США происходит, главным образом, за счёт спотовых операций или режима самоконтрактования с привязкой цен к цене на Хенри-Хаб. Импортеры СПГ в США исходят из того, что рынок в этой стране является ёмким и ликвидным и что на нём больше не осуществляется долгосрочное хеджирование в рамках долгосрочных контрактов. Хотя значительная часть газа по-прежнему импортируется по долгосрочным контрактам, привязка цен на газ к ценам на мазут в рамках таких долгосрочных контрактов утратила своё значение. Однако формирование цен на газ на Хенри-Хаб, если не учитывать пиковых ситуаций, по-прежнему ориентируется на динамику цен на мазут.

Система, существующая в Великобритании, описание которой приведено в разделе 4.3, во многом похожа на североамериканскую, но при этом имеет несколько важных отличий.

Как и в Северной Америке, газовая отрасль Великобритании создавалась по большей части на основе отечественных ресурсов – импорт из норвежской части месторождения Фригг является отдельным и нетипичным случаем. Однако в отличие от США, в Великобритании не устанавливался контроль над ценами на устье скважины, а была сформирована компания British Gas, которая обладала монополией на реализацию газа в стране с монополией на закупки газа с континентального шельфа Великобритании. Кроме того, запасы газа в Великобритании были в основном сосредоточены в море и находились в ведении правительства. На геологоразведку и добычу выдавались лицензии, режим взимания ренты по которым со временем менялся, отражая стратегию в области освоения ресурсов.

В середине 1980-х годов Великобритания сделала первый шаг к либерализации газовой отрасли, приватизировав British Gas. Ввиду того, что приватизация монополии / монополии сама по себе не дала каких-либо заметных результатов, правительство Великобритании далее начало способствовать развитию конкуренции, создав регулирующий орган, установив доступ третьих сторон, поощряя продажи другим компаниям, освободив производителей от обязательных продаж компании British Gas и даже введя для производителей верхний предел – от объёма их добычи (не более 90%), который мог реализовываться компанией British Gas. Одновременно с этим проводилась реформа электроэнергетики, где была ликвидирована монополия Совета по электроэнергетике, что способствовало созданию значительного (эластичного по цене) спроса на газ для производства электроэнергии.

Режим доступа третьих лиц в Великобритании, в конечном счёте, материализовался в виде принципа «вход-выход», при котором вся сухопутная транспортная система страны рассматривается в качестве единой условной торговой площадки – Национальной точки балансирования. С газом, поступившим в NBP через один из пунктов приёма, могут свободно совершаться торговые операции, а затем он может быть забран из системы покупателем в любом пункте сдачи. Как и в США, в настоящее время с газом в Великобритании совершаются торговые операции как с биржевым товаром, однако это происходит на одном узле, созданном по решению регулирующего органа. Так называемый *чёрн* (соотношение между объёмами, выставленными на торги, и физически поставленными) на NBP увеличился в 2003 году до 15, но с тех пор понизился до 10 по сравнению с аналогичным показателем для Хенри-Хаб, сохраняющимся уже в течение некоторого времени на уровне порядка 100.

В конце 1998 года был сдан в эксплуатацию газопровод Interconnector, соединивший газотранспортную систему Великобритании с Континентальной Европой. На начальном

этапе он имел пропускную способность на уровне 20 млрд. м³ в год⁷ в направлении из Бэктона (Великобритания) в Зебрюгге (Бельгия) и порядка 8 млрд. м³ в год в обратном направлении. Экспорт из Великобритании на Континент должен был осуществляться на основе долгосрочных контрактов, хотя по сравнению с распространенной моделью импорта газа в Континентальную Европу британские экспортные контракты предусматривали меньший объем поставки (каждый в лучшем случае составлял несколько млрд. м³ в год) и имели меньший срок действия (10-15 лет). Некоторые из таких контрактов допускали выбор продавцом или покупателем пункта сдачи в Великобритании или на Континенте, что способствовало развитию арбитражной торговли между Великобританией и Континентом в дополнение к использованию мощностей для перекачки в обратном направлении. Уже зимой 1998-1999 годов была совершена первая физическая перекачка в обратном направлении, которая была обусловлена высокими ценовыми дифференциалами между системой формирования цен в Великобритании, которая отразила сложившуюся тогда нехватку газа, и системой на Континенте, где по-прежнему преобладали долгосрочные импортные контракты с привязкой к ценам на мазут.

По мере резкого снижения объемов добычи на континентальном шельфе Великобритании и увеличения спроса на газ в стране, образуется значительная брешь в газоснабжении, ликвидируемая путём увеличения импорта за счёт (i) повышения мощности обратной перекачки по газопроводу Interconnector, загрузка которого будет зависеть от перспектив краткосрочных сделок, открывающихся благодаря возможностям арбитража, (ii) сооружения новых объектов для импорта СПГ, которые будут использоваться в рамках режима самоконтрактования крупными нефтяными компаниями при совершении арбитражных сделок в атлантической торговле СПГ, а также (iii) заключения дополнительных долгосрочных контрактов на импорт газа с Норвегией и Нидерландами с осуществлением поставок по газопроводам Vesterled и Балгзанд-Бэктон (BBL). В этих контрактах в качестве пункта сдачи фигурирует NBP, и цены газа привязаны к котировкам спотовых операций для NBP на Международной нефтяной бирже (IPE), что соответствует принципу стоимости замещения, за тем лишь исключением, что привязка осуществляется к газу, которым торгуют на внутреннем рынке страны, а не к конкурирующим энергоносителям. Дополнительные объёмы газа будут поставляться на NBP по трубопроводу Langeled с норвежского месторождения Ормен Ланге.

В разделе 4.4 рассматривается **механизм формирования цен в Континентальной Европе** – как в Западной, так и в Восточной.

Открытие «сверхгигантского» месторождения Гронинген в Нидерландах в 1961 году послужило стимулом к развитию ориентированной на импортные поставки газовой отрасли в тогдашнем Европейском Сообществе (Нидерланды, Бельгия, Люксембург, Германия, Франция и Италия) и Швейцарии. Правительство Нидерландов приняло решение о максимизации рентных поступлений от этого месторождения и совместно с лицензиатами Esso и Shell разработало концепцию, позволявшую контролировать нормы отбора газа на месторождении, а также степень проникновения газа на рынок. Для экспорта и внутреннего потребления газ реализовывался по стоимости замещения, которая определялась на основе цен альтернативных энергоносителей, что явилось отказом от общеприменимой ранее практики определения цен по принципу «затраты плюс».

7. Миллиард кубических метров в год.

Такая концепция стоимости замещения стала возможной благодаря появлению на рынке нефтепродуктов, которые допускали замену одного вида топлива другим и конкуренцию. В отличие от подхода «затраты плюс», рыночная цена (или стоимость замещения) газа менялась с течением времени ввиду колебания цен и долей, приходившихся на альтернативные энергоносители. По этой причине данная концепция требовала регулярного пересмотра условий формирования цен.

Для целей экспорта были разработаны долгосрочные контракты с обязательством минимальной оплаты, основные элементы которых включали в себя: (i) твёрдое обязательство по поставке и отбору продукции (обеспечивались за счёт обязательства минимальной оплаты); (ii) механизм формирования цен (чистая экспортная стоимость *нетбэк*, основанная на концепции стоимости замещения), который позволял газу конкурировать с его субститутами и в то же время максимально увеличивал доходы производителя; и (iii) возможность регулярного пересмотра ценовой формулы для учёта изменений в структуре рынка с арбитражным урегулированием в случае возникновения разногласий. Таким образом, производители (и, в конечном счёте, государства-собственники ресурсов) принимали на себя ценовой риск, а покупатели получали маржу и принимали на себя сбытовой риск. Согласно данной концепции, экспортные объёмы газа сдавались на голландской границе по различным ценам в зависимости от стоимости замещения газа на рынке покупателя.

Концепция долгосрочных обязательств по минимальной оплате первоначально принималась покупателями исходя из следующего: (i) согласия, что цена на газ будет установлена на таком уровне, который бы однозначно обеспечивал его конкурентоспособность с конкурирующими энергоносителями, и (ii) эксклюзивных концессий на сбыт газа, будь то в виде национальных компаний или эксклюзивного сбыта на территории районов или муниципалитетов.

Система долгосрочных контрактов, созданная для реализации groningenского газа, послужила прототипом для последовавших проектов газоснабжения Континентальной Европы, включая крупные проекты поставок из Советского Союза, Норвегии и Алжира, а также поставки СПГ из Нигерии. Регулярные обзоры цен по уже существующим контрактам обеспечивали соответствие предусматриваемого ими формирования цен новым условиям, которые также учитывались при заключении новых договоров.

Новые элементы, привнесённые в формулы ценообразования после подписания контрактов на поставку groningenского газа, включали в себя следующее: отказ от начислений на мощности в обмен на установление обязательства по минимальной годовой оплате, обеспечивавшее высокий коэффициент использования мощностей в течение года в случае транспортировки газа на большие расстояния, постепенное увеличение доли более экологических и легких видов топлива, сокращение периодов привязки и отставания по времени и, начиная с середины 1990-х годов, элементы, отражающие (ограниченное) применение газа в электроэнергетике и конкуренцию между различными поставщиками газа.

Развитие газовой отрасли в Континентальной Европе происходило, по большей части, в соответствии с groningenской концепцией, и, по состоянию на 2007 год,

более 250 млрд. м³ газа в год – основная часть импорта в страны ЕС⁸ – реализуется по долгосрочным контрактам, являющимся производными от изначальной концепции экспорта газа с месторождения Гронинген.

Торговые узлы сформировались в газовой отрасли Континентальной Европы в Зебрюгге, Бунде и в Нидерландах (ТТФ⁹ – так называемый «объект перехода права собственности»). Торговые операции на узлах на Континенте и импорт в рамках спотовых сделок из Великобритании начинают дополнять импорт, осуществляемый по долгосрочным импортным контрактам. Однако ликвидность рынка на таких узлах по-прежнему является относительно низкой, с показателем *чёрн* на уровне порядка 5, и объём спотовых сделок с газом, импортируемым странами Континентальной Европы, остаётся на сегодняшний день незначительным. Только Бельгия импортирует значительную часть газа на основе спотовых операций (~25%), благодаря доступу к газовому рынку Великобритании через газопровод Interconnector и возможности импортировать спотовые партии СПГ через терминал в Зебрюгге.

Система долгосрочных контрактов смогла преодолеть два нефтяных кризиса в 1973-1974 и 1979-1980 годах и падение нефтяных цен в 1985-1986 годах, холодную войну, падение Берлинской стены и распад СССР. Долгосрочные импортные контракты также сохранили своё значение в период существенных регуляционных изменений в газовом секторе ЕС. Обязательства по поставке и отбору выполнялись всеми контрагентами, и договаривающимся сторонам удавалось урегулировать путём повторных переговоров порой весьма сложные ценовые разногласия, за исключением небольшого числа дел, переданных в арбитраж.

Во многом следуя гронингенской концепции, организация бывшего советского (ныне российского) экспорта газа в Западную Европу определяется и некоторыми характерными особенностями. Они обусловлены соответствующими политическими и географическими обстоятельствами. Политический раздел Европы в период реализации первых договоров поставки, за которым последовали трудности переходного периода после падения Берлинской стены, равно как и значительная удалённость месторождений газа от рынков его сбыта, обуславливали необходимость обеспечения экономической жизнеспособности протяжённой газопроводной системы, а также договорённостей о транзите всех экспортных поставок газа на Запад. Вопросы транзита российского газа приобрели даже ещё большую актуальность в связи с образованием новых независимых государств в результате распада СССР.

Данные элементы нашли своё отражение в конкретных изменениях изначальной концепции Гронингена: обязательства по минимальной оплате в сочетании с высоким коэффициентом годовой загрузки мощностей призваны обеспечивать высокую эффективность освоения крупных инвестиций в трубопроводную систему. Пункты сдачи-приёмки газа устанавливались на политической границе между Востоком и Западом (т.е. Вайдхаус на немецко-чешской границе и Баумгартен на австро-словацкой границе, а впоследствии – и Франкфурт-на-Одере на немецко-польской границе). В тех случаях, когда пункт сдачи-приёмки находился не на границе рынка покупателя, а был удалён от неё (речь идет, главным образом, о Франции и Италии), формула ценообразования предусматривала компенсацию дополнительных

8. ЕС – Европейский Союз.

9. ТТФ – Title Transfer Facility.

транспортных затрат, производимых покупателем. Во избежание заключения покупателем потенциальных арбитражных сделок, такие контракты нередко ограничивали потребление газа тем рынком, для поставки на который устанавливалась данная цена газа (положение о пунктах конечного назначения).

После падения Берлинской стены в 1989 году произошла адаптация прежних договорённостей о транзите и поставках газа на территории бывшего СЭВ¹⁰ – сначала в странах Центральной Европы и Балтии, а, начиная с 2005 года, и в других странах-бывших советских республиках. Экспорт газа из СССР в государства-члены СЭВ изначально осуществлялся в рамках согласованного централизованного планирования – газ поставлялся по льготным или условным ценам, зачастую определяемым на бартерной основе, в качестве компенсации за участие в сооружении газопроводной инфраструктуры или услуги по транзиту.

Поставки газа в Центральную Европу были преобразованы и приведены в соответствие со стандартной концепцией долгосрочных договоров. Произошло разделение договорённостей о транзите и поставках газа; так, например, поставки газа в качестве компенсации за услуги по транзиту в Словацкую Республику и Чешскую Республику были изменены в 1998 году с разделением на долгосрочный договор поставки и договор транспортировки, аналогичные соответствующим контрактам в Западной Европе, со сроком действия до 2008 года (с возможностью продления).

Начиная с 2005 года ОАО «Газпром» предпринимает инициативы по аналогичной реструктуризации своих договорённостей с бывшими советскими республиками, а также Болгарией и Румынией с объявленной целью достижения равной доходности при поставках газа на все свои экспортные рынки. Такой подход к ценообразованию основан не на индивидуальной величине стоимости замещения в каждой стране, расположенной вдоль трассы газопровода, а предусматривает применение в качестве точки отсчёта цены на основных рынках ЕС в конечном пункте трубопровода (Германия, Франция или Италия) с последующим вычетом из неё затрат на транспортировку до пунктов сдачи-приёмки. (В случае экспорта в западном направлении цена в пункте сдачи-приёмки, рассчитанная путём вычета из чистой экспортной стоимости *нетбэк* на основных рынках ЕС соответствующих транспортных издержек, будет выше цены, получаемой за счёт применения изначальной голландской концепции *нетбэк* на базе стоимости замещения газа на рынках промежуточных стран.)

В разделе 4.5 рассматриваются механизмы формирования цен на СПГ и его роль в мировой торговле газом.

Первая коммерческая сделка с СПГ была заключена между Алжиром и Великобританией в 1964 году на основе фиксированной цены. Однако на начальном этапе торговля СПГ развивалась, главным образом, в Тихоокеанском бассейне в виде поставок в Японию, а впоследствии и в Корею с Аляски (США), из Индонезии, Малайзии и Брунея, причём ценовые формулы индексировались по импортным ценам на нефть. Требование Алжира о паритете с ценами на нефть на условиях ФОБ, выдвинутое в начале 1980-х годов применительно ко всем поставкам его СПГ, было отвергнуто Соединенными Штатами, в результате чего атлантическая

10. Совет экономической взаимопомощи.

торговля СПГ фактически замерла. Европейские же потребители алжирского газа – Бельгия, Франция и Италия, которые в большей мере зависели от его поставок, – в основном удовлетворили требование Алжира, хотя это привело к завышению цены алжирского газа, и государствам-импортёрам пришлось субсидировать часть разницы. Данное положение было исправлено, когда нефтяные цены упали в 1985-1986 годах.

Поставки алжирского СПГ в Европу продолжались и развивались. СПГ поставлялся в рамках долгосрочных контрактов с обязательствами «бери или плати» (по аналогии с импортными поставками газа по трубопроводам) и привязкой к ценам на нефть в Тихоокеанском регионе, к ценам на мазут и, частично, на нефть в Европе. Возможности регулярного пересмотра цен были предусмотрены в Европе и, в меньшей степени, в Тихоокеанском регионе.

С истечением и продлением срока действия долгосрочных контрактов в Тихоокеанском регионе в конце 1990-х годов в торговле СПГ появились более гибкие черты, такие как ФОВ вместо СИФ, более короткий срок действия контрактов и меньшая процентная доля минимальной оплаты. Привязка к нефти в некоторых контрактах ослабла ввиду установления верхних и нижних пределов цены (так называемая «S-образная кривая»).

В 1990-е годы произошло существенное снижение затрат в цепочке СПГ за счёт эффекта масштаба, более эффективных схем заключения контрактов на строительство заводов по сжижению и регазификации СПГ и некоторого дополнительного временного снижения цен на СПГ-танкеры ввиду азиатского экономического кризиса. Это означало, что не все мощности экспортного проекта должны были реализовываться в рамках долгосрочных контрактов с обязательством минимальной оплаты для обслуживания первоначального финансирования проекта СПГ. Ввиду роста спроса на газ в электроэнергетике это позволило увеличить число совершаемых спотовых сделок, и их доля значительно возросла в период после 2000 года. Подобные сокращения затрат обеспечили также и глобальную рентабельность поставок СПГ из района Персидского залива, где сосредоточена треть мировых запасов газа.

С начала XXI века в торговле газом появились новые элементы, обусловленные необходимостью крупного импорта на газовые рынки Северной Америки и Великобритании в связи с увеличением спроса на газ для потребления в электроэнергетике. Традиционные привязки к нефти неэффективны на ликвидных товарных рынках и при использовании газа в электроэнергетике, где составляются экономически обоснованные графики диспетчерского управления. Всё более преобладающей формой импорта являются поставки на рынки Северной Америки и Великобритании, осуществляемые в рамках самоконтрактования, в то время как долгосрочные контракты по-прежнему преобладают в торговых операциях с СПГ в других регионах.

Гибкость транспортировки СПГ в сочетании с новой структурой торговли позволяет совершать арбитражные сделки за счёт перенаправления партий СПГ (главным образом, между пунктами назначения в Атлантическом бассейне) и благодаря этому передавать ценовые сигналы между различными региональными рынками, что в нынешних условиях создаёт конкурентный спрос на СПГ. Однако хотя в торговле СПГ между региональными рынками и передаются ценовые сигналы, это не означает, что в обозримом будущем сформируется ликвидный мировой рынок СПГ.

В главе 5 сделаны следующие выводы:

(I) В 1980-е годы сформировался мировой ликвидный товарный рынок нефти.

Процессу становления нефти как сырьевого товара, являющегося предметом мировой торговли, способствовали её физические свойства, в особенности её высокая энергетическая плотность, обеспечивающая лёгкость её перевозки на судах и хранения. На начальном этапе международной торговли нефтью цены на неё являлись, по существу, внутренними ценами вертикально интегрированных главных нефтяных компаний. В течение длительного времени они устанавливались на заниженном уровне и удерживались на нём «Семью сёстрами» посредством механизмов ценообразования, установленных в Соглашении Акнакарри¹¹.

С крахом колониальной системы суверенитет государств над своими ресурсами был заявлен в 1962 году в резолюции 1803 Организации Объединенных Наций (и ещё раз подтвержден в 1994 году в Статье 18 Договора к Энергетической Хартии). Спустя несколько лет после того, как страны ОПЕК взяли под свой контроль свои нефтяные ресурсы, торговля нефтью осуществлялась уже в рамках долгосрочных контрактов по официальным ценам реализации, которые устанавливались самими странами ОПЕК. Два крупных увеличения цен на нефть странами ОПЕК послужили стимулом к инвестициям как в меры по экономии нефти и её замещению, так и в дополнительную добычу нефти за пределами стран ОПЕК, что создало конкурентное давление и вызвало абсолютное сокращение мирового потребления нефти в начале 1980-х годов и падение цен на нефть в 1985-1986 годах. С тех пор на рынке нефти появились все характеристики всемирного ликвидного товарного рынка. Однако тенденции в динамике цен на нефть в период с 2000 года показывают, что наличия одного только ликвидного рынка недостаточно для создания понижающего давления на цену такого невозобновляемого энергоресурса, как нефть, в тех случаях когда спрос является неэластичным и растёт.

(II) В отличие от нефти, рынок газа не превратился в мировой товарный рынок, и только в Северной Америке и, в меньшей степени, в Великобритании рынок газа сформировался как ликвидный товарный рынок.

Рассмотрение в настоящем докладе возможных причин различия механизмов ценообразования в нефтяной и газовой отраслях позволяет предположить, что:

- a. различия в механизмах формирования цен на нефть и газ связаны с соответствующими физическими свойствами нефти и газа, в особенности с различиями в их энергетической плотности и обусловленной ими разницей в затратах на транспортировку и хранение продукции;
- b. региональные различия между газовыми рынками в значительной мере определяются различиями в геологии и обеспеченности ресурсами, которые влияют на зависимость от импорта, структуру рынка, регулирование и ценообразование;
- c. до сих пор цены на газ на ликвидных рынках продолжают следовать ценовым тенденциям энергоносителей, являющихся его субститутами;

11. Подробнее о Соглашении Акнакарри см. раздел 2.2 «Исторические аспекты» («Семь сестёр»).

- d. различные механизмы ценообразования характерны для ликвидных рынков, долгосрочных контрактов и вертикальной интеграции (в последнем случае, например, в технологической цепочке СПГ). Изменения в технологиях, структуре рынков и условиях регулирования приведут к появлению нового баланса в применении таких механизмов в соответствующих регионах и на соответствующих рынках, но вряд ли повлекут за собой отказ от применения какого-либо из этих инструментов.

Эти четыре аспекта, изложенные в пунктах (а)-(d) выше, поясняются следующим образом:

- a. Существенно меньшая энергетическая плотность газа по сравнению с нефтью и обусловленные этим различия в затратах на транспортировку и хранение объясняют, почему в мире существует глобальный рынок нефти и отсутствует глобальный рынок газа: различия в местонахождении и времени добычи и потребления имеют гораздо большее значение для газа, чем для нефти, и являются крупным препятствием гибкой торговле и слиянию региональных рынков в мировой. Несмотря на существенное снижение затрат в цепочке СПГ и рост ценовых трансфертов в результате совершения арбитражных сделок, формирование всемирного рынка СПГ не предвидится ни со стороны производителей, ни со стороны получателей.
- b. Основными причинами региональных различий в механизмах формирования цены на газ для стран ОЭСР являются различия в **(1) степени зависимости от импорта, (2) размерах месторождений, с которых поставляется продукция, (3) структуре и ценовой эластичности спроса на газ и (4) последствиях вышеизложенного в пп. (1)-(3) для регулирования промысловых видов деятельности, а также переработки и сбыта продукции.** В странах, не входящих в ОЭСР, особенно в бывших советских республиках, **(5) механизмы ценообразования до сих пор сильно зависят от исторических и политических изменений, хотя при этом и наблюдается тенденция к ориентированному на рынок формированию цен.**
 - 1. Страны, где потребление газа основывается, главным образом, на собственной добыче, осуществляют регуляционный контроль над предложением (промысловая деятельность) и спросом (переработка и сбыт) и тем самым оказывают значительное влияние на механизм формирования цен на газ. В отличие от них, страны, зависящие от импорта, практически не имеют влияния в сфере предложения. Основные решения в сфере предложения принимаются владельцами ресурсов – как правило, правительствами стран. Очевидная цель стран-экспортёров газа обычно заключается в максимальном увеличении своей ресурсной ренты от экспорта газа. Верхний предел цены устанавливается конкурентным положением товара на экспортном рынке, как правило, в конкуренции с альтернативными энергоносителями. Это отражается в концепции чистых экспортных цен *нетбэк*, основанных на стоимости замещения в стране-импортёре.
 - 2. Страны с большим количеством малых месторождений газа могут оптимизировать свою ресурсную ренту за счёт надлежащего лицензирования и режима налогообложения, что оставляет решения, касающиеся разработки и истощения запасов, за добывающими компаниями. Однако страны со «сверхгигантскими» месторождениями имели склонность к формированию определённой политики в отношении темпов выработки таких месторождений во избежание появления

избыточного предложения. Такие соображения во многом определяют позицию добывающих компаний в отношении реализации газа для выработки электроэнергии. Обязательства по минимальной оплате создают крупные стимулы для покупателей к недопущению чрезмерного затоваривания своего рынка поставками из других источников.

3. Основным фактором, оказывающим влияние на ценовую эластичность спроса на газ, является спрос на газ для электроэнергетики, поскольку все другие сектора характеризуются малой ценовой эластичностью. Роль газа в электроэнергетике широко варьируется от страны к стране, поскольку различаются национальная политика в области электроэнергетики и регулирование сектора, находясь в зависимости от обеспеченности отечественными энергоресурсами и предпочтений в части выработки электроэнергии.
4. Аспекты, изложенные в пп. (1)-(3), оказывают следующее влияние на регулирование газовой отрасли и формирование механизмов ценообразования: Дерегулирование в США и Канаде началось с упразднения контроля за ценами на отечественный газ. В дальнейшем это было подкреплено практикой доступа третьих сторон, которая устранила препятствия в части реализации газа; с начала нового столетия наблюдается резкое увеличение спроса на газ в электроэнергетике. В Великобритании проблемы в области предложения и спроса решались одновременно – со стороны предложения за счёт упразднения монополии British Gas, а со стороны спроса – за счёт упразднения монополии British Gas, установления доступа третьих сторон, формирования регулирующего органа и дерегулирования электроэнергетики. Положение в Континентальной Европе определяется реформой в области регулирования на уровне ЕС. Однако такая реформа ограничивается сферой спроса: отказом от эксклюзивных концессий, снятием запрета на применение газа в электроэнергетике, установлением обязательного доступа третьих сторон и организационно-правовым разделением компаний. ЕС не оказывает прямого влияния на регулирование поставок природного газа в Европу на стороне предложения; у ЕС имеются ограниченные регуляторные полномочия в этой области, и основные поставщики ЕС – за исключением Норвегии – в любом случае находятся за пределами регуляторного пространства ЕС. Возможность влиять на поставщиков ограничивается для ЕС его привлекательностью как экспортного рынка.
5. Экспорт газа из СССР в государства-члены СЭВ изначально осуществлялся в рамках согласованного централизованного планирования – газ поставлялся по льготным или условным ценам зачастую в качестве компенсации за участие в сооружении газопроводной инфраструктуры или услуги по транзиту. Эта система меняется в направлении разделения договоров поставки и транзита и применения механизма ценообразования, в основе которого лежит цена газа на основных рынках ЕС, приведённая к границе соответствующей страны-импортёра путём вычета затрат на транспортировку. Данный процесс в 1990-х годах происходил в Центральной Европе, а начиная с 2005 года наблюдается в отношениях России с бывшими советскими республиками.

- c. Использование газа на ликвидных рынках по-прежнему обусловлено как кратко-, так и долгосрочной конкуренцией с альтернативными энергоносителями. Последние определяют верхние пределы цены (например, газойль) и могут устанавливать нижние пределы цены, обеспечивающей равновесие спроса и предложения, при наличии достаточного спроса на субституты (как в случае угля для применения в электроэнергетике Великобритании). Динамика цен на газ в Северной Америке и Великобритании по-прежнему следует тенденциям в формировании цен на нефтепродукты? несмотря на то, что практика официальной привязки импортных цен на газ к ценам на нефтепродукты упразднена.

- d. Изменения в области технологий (обусловившие, главным образом, снижение затрат в цепочке СПГ), рыночной конъюнктуре (например, успешное применение газовых турбин комбинированного цикла) и регулировании отражаются в новом балансе между различными механизмами формирования цен, применяемыми в рамках ликвидных рынков, долгосрочных контрактов и вертикальной интеграции. Ликвидные рынки сформировались там, где этому благоприятствовали условия (отечественные запасы энергоресурсов, сосредоточенные в многочисленных малых месторождениях). Там, где специфичность инвестиций велика (прежде всего, в случае поставок газа по трубопроводам), главную роль продолжают играть долгосрочные контракты. За последние десятилетия они претерпели существенные изменения к удовлетворению и продавцов, и покупателей. Как показывает опыт, долгосрочные контракты на импорт газа и ликвидные национальные газовые рынки могут сосуществовать.

Глава 1

Введение



Глава 1: Введение

1.1. Задачи

«В рамках государственного суверенитета и суверенных прав на энергетические ресурсы и в духе политического и экономического сотрудничества [подписавшие стороны] обязуются содействовать развитию эффективного энергетического рынка во всей Европе и лучше функционирующего глобального рынка, в обоих случаях на основе принципа недискриминации и ориентированного на рынок ценообразования, учитывая должным образом озабоченности в области окружающей среды».

Раздел I («Цели») Энергетической Хартии 1991 года – политической декларации, которая знаменовала собой начало процесса Энергетической Хартии

Цель настоящего исследования заключается в изучении принципов рыночного формирования цен на мировом рынке нефти, а также цен на газ в глобальном и региональном контексте, и анализе сведений о функционировании механизмов ценообразования, с тем чтобы попытаться осмыслить, что же это означает на практике в случае нефти и природного газа. Основное внимание в исследовании сосредоточено на международных аспектах, т.е. на трансграничной торговле нефтью и газом со смещением акцента на национальный уровень лишь в тех случаях, когда национальные механизмы ценообразования составляют основу для международной торговли газом, а именно в Северной Америке и Великобритании. Задача состоит в предоставлении информации для обсуждения участниками Энергетической Хартии вопросов, связанных с международным формированием цен на энергоносители и механизмами ценообразования.

1.2. Подход

На основе рассмотрения соответствующих разделов экономической теории и углублённой информации о функционировании международных механизмов формирования цен на нефть в настоящем докладе даётся характеристика и проводится анализ методов установления цен на природный газ на различных региональных газовых рынках. В рамках данного анализа изучаются характеристики и конъюнктура соответствующих рынков, которые имеют значение для ценообразования в международной торговле, и исследуется воздействие растущей международной торговли сжиженным природным газом (СПГ).

1.3. Вопросы, подверженные обстоятельному анализу

За последние двадцать лет рынок нефти превратился в глобальный открытый и конкурентный рынок со всеми механизмами формирования цен, характерными для других товарных рынков. Это обеспечивает прозрачность, но не исключает высоких цен ввиду олигополистической структуры предложения в сочетании с малой эластичностью спроса. Газ тесно связан с нефтью

по технологии добычи и может замещаться ею в большинстве случаев. Основной вопрос применительно к газу заключается в следующем:

Сложится ли механизм формирования цен на мировом товарном рынке в сфере газа так же, как в сфере нефти? Если да, то каким образом? И если нет, то почему?

Ликвидные рынки газа сформировались на сегодняшний день только в Северной Америке и, в меньшей степени, в Великобритании. Такие рынки пока оказывали лишь ограниченное воздействие на международную торговлю газом. Несмотря на реформаторские усилия Европейского Союза, формирование ликвидных рынков газа в Континентальной Европе пока ещё находится на самом начальном этапе, а долгосрочные договоры поставки по-прежнему играют доминирующую роль в области импорта. Договоры поставки СПГ, которые до 1990-х годов характеризовались даже ещё меньшей гибкостью, чем контракты на поставку газа по трубопроводам, в настоящее время отличаются большей гибкостью в части обязательств по отбору продукции и направлений поставки. Ввиду сокращения затрат оформилась практика заключения большего числа более краткосрочных сделок на поставку СПГ. Однако в торговле СПГ по-прежнему преобладают долгосрочные контракты, а мировой спотовый рынок СПГ ещё не сформировался.

В докладе анализируются возможные причины различий в эволюции газовых рынков и механизмах ценообразования, а также вопрос о том, обусловлены ли такие различия только неравномерностью процесса либерализации рынка газа или же в данной сфере роль играют и другие факторы, такие как:

- география и геология
- зависимость от импорта из небольшого числа стран-экспортёров, которые заинтересованы в оптимизации своей ренты от природных ресурсов и добыча в которых сосредоточена на нескольких «сверхгигантских» месторождениях
- издавна укоренившиеся альтернативы производства электроэнергии с применением других видов топлива, помимо газа (например, АЭС во Франции)
- различные подходы и последствия оптимизации ресурсной ренты странами-экспортёрами газа.

В связи с долгосрочными контрактами на поставку природного газа рассматриваются следующие вопросы:

- стремление к получению ренты со стороны обладающих ресурсами стран и зависимость от импорта из этих стран как основания для заключения долгосрочных контрактов
- основные элементы долгосрочных контрактов и возможности их адаптации к новым тенденциям развития рынков
- будущая роль долгосрочных контрактов в поставках энергоносителей.

В связи с торговлей СПГ в докладе рассматриваются следующие вопросы:

- сохраняющаяся доминирующая роль долгосрочных договоров поставки, особенно в Тихоокеанском регионе, несмотря на то, что торговля СПГ стала более гибкой

- влияние раскрытия высоколиквидного и ёмкого рынка газа США на договорную практику в сфере импорта СПГ
- взаимосвязь между торговлей СПГ в Атлантическом бассейне и рынками природного газа в Европе и Северной Америке: какая структура торговли СПГ сложится в Атлантическом бассейне и какую роль будет играть Хенри-Хаб в образовании цен на СПГ
- будут ли арбитражные операции с СПГ способствовать формированию мирового рынка СПГ и, в конечном счёте, мирового рынка газа.

Вставка 1: Экономические последствия физических свойств ископаемых видов топлива

Энергонасыщенность и состав ископаемых видов топлива

Нефть имеет наивысшую энергонасыщенность среди всех ископаемых видов топлива – порядка 40-45 ГДж/т, или 35-40 ГДж/м³, с некоторыми колебаниями, обусловленными различиями в её плотности и содержании серы.

В отличие от нефти, энергонасыщенность угля составляет всего порядка 20-30 ГДж/т с широким варьированием значений в зависимости от зольности, которая может достигать 40% у антрацита или даже ещё более высокого показателя у бурых углей.

Для газа, основным компонентом которого является метан, при атмосферном давлении характерна лишь одна тысячная энергонасыщенности нефти, т.е. 35-45 МДж/м³, причём это значение может быть ещё ниже в зависимости от доли таких инертных газов, как азот, или выше, если доля таких компонентов, как этан, пропан и бутан, превышает долю метана.

Энергетическую плотность природного газа можно увеличить, подвергнув его, например, 100-кратному сжатию при создании давления в 100 бар, однако и в этом случае его отличие от энергонасыщенности нефти останется приблизительно 10-кратным. Можно также подвергнуть природный газ сжижению путём охлаждения его до минус 162°C. Энергонасыщенность сжиженного природного газа составляет порядка половины соответствующего показателя нефти, однако технологии сжижения, перевозки и регазификации СПГ являются намного более дорогостоящими, чем операции с нефтью.

Вредные компоненты, такие как сера, которые могут присутствовать во всех трёх видах ископаемого топлива, требуют проведения мероприятий по очистке в интересах охраны окружающей среды. Удаление золы, содержащейся в угле, обуславливает необходимость применения дополнительного оборудования в процессе сжигания, а работы по организации хранения золы сопряжены с немалыми затратами.

Применение угля на сегодняшний день ограничивается сжиганием в паровых котлах или комбинированных котлоагрегатах с паровыми турбинами (помимо преобразования его в искусственный газ путём гидратации), в то время как газ и нефть отличаются простотой в обращении и могут также использоваться в двигателях внутреннего сгорания (автомобилей) и газовых турбинах.

Нефть и уголь могут перевозиться и храниться на судах без высоких удельных затрат, что облегчает формирование рынков для торговли нефтью и углём. Высокая энергетическая плотность нефти в сочетании с простотой в обращении, а также простотой хранения и перевозки обеспечивают возможность её применения в таких малых энергоустановках, как автомобили.

Это вообще неприменимо к углю и лишь в ограниченной степени применимо к газу. Если газ не перевозится в виде СПГ, то ввиду его газообразного состояния и низкой энергонасыщенности для его транспортировки и распределения требуется стационарная трубопроводная инфраструктура. Создание инфраструктуры для физической торговли газом представляет собой более сложную задачу ввиду высоких удельных затрат.

Газ имеет существенное преимущество в части выбросов парниковых газов: коэффициент выбросов CO_2 при сгорании мазута приблизительно на 35%, а при сгорании угля приблизительно на 55% выше, чем в случае газа. Кроме того, газ и нефть могут применяться в газотурбинных и парогазотурбинных установках, в которых тепло отработанных газов из газовой турбины используется в паровой турбине со значительно более высоким электрическим КПД комбинированного цикла (свыше 55%) по сравнению с обычной паротурбинной установкой, работающей на угле, максимальный электрический КПД которой составляет 45%.

Нефть всегда может заменить газ, где ценой замещения будет повышение коэффициента выбросов CO_2 , в то время как газ может заменить нефть, но мало приспособлен для использования в качестве топлива для личных автомобилей. Все три вида ископаемого топлива могут применяться для выработки электроэнергии, причём газ и газойль имеют схожие эксплуатационные характеристики. Однако использование тяжелого (остаточного) топочного мазута сопряжено с дополнительными проблемами в части транспортировки (в связи с его более высокой вязкостью и необходимостью предварительного подогрева для обеспечения текучести); применение же угля требует иного режима эксплуатации и значительно бóльших капитальных затрат, чем в случае нефти или газа.

Характеристика месторождений ископаемого топлива

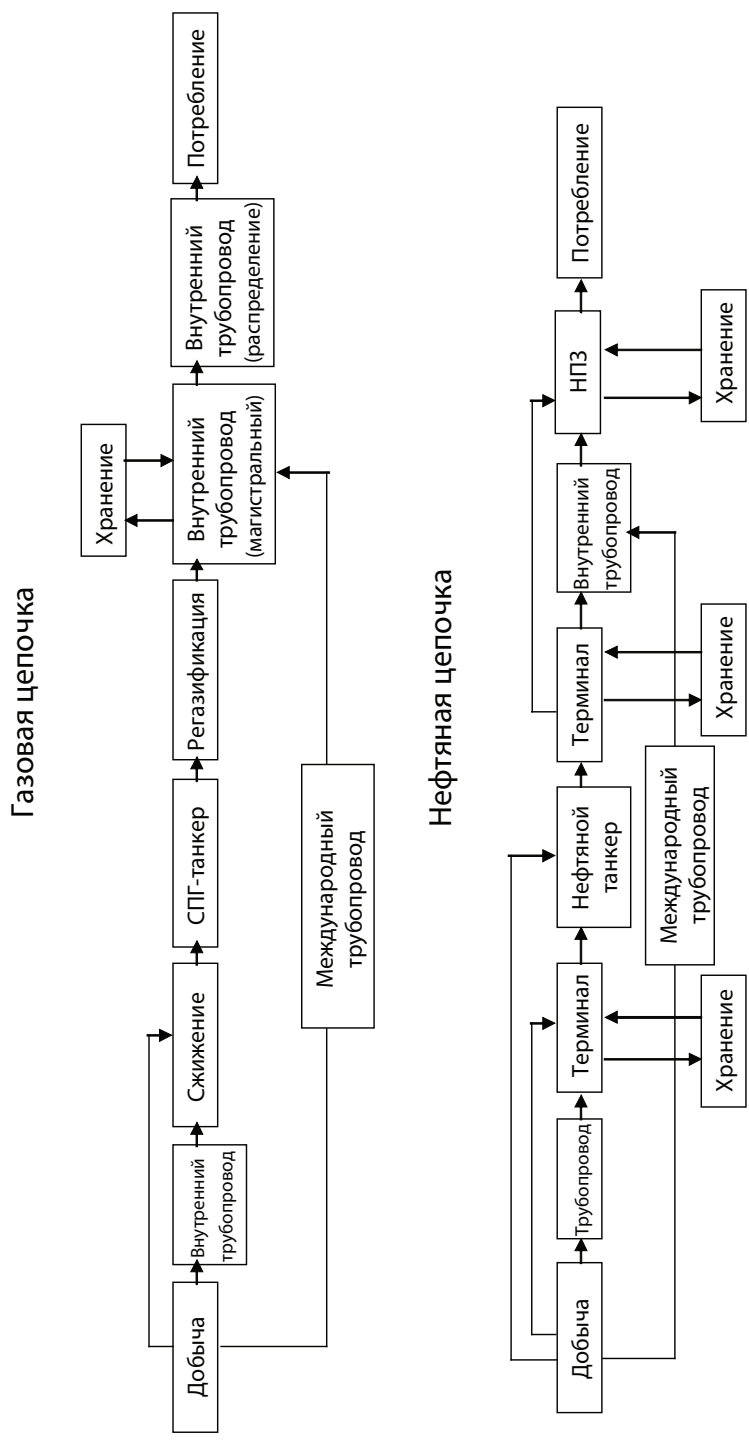
Месторождения нефти и газа характеризуются гидродинамической взаимосвязью: добыча из одной части пласта ведет к падению давления во всём пласте, что влияет на его общую нефтегазоотдачу (коэффициенты извлечения). Поэтому широкое распространение получила практика объединённой эксплуатации залежей, простирающихся за пределы нескольких лицензионных участков недр, и применения даже на весьма крупных нефтяных или газовых месторождениях единого режима эксплуатации. В отличие от этого, месторождения твёрдых полезных ископаемых, таких как уголь, могут разрабатываться без каких-либо помех одновременно в нескольких местах. Однако скоординированная разработка крупных месторождений угля, как правило, обеспечивает получение эффекта масштаба.

На крупных месторождениях нефти на суше с хорошими эксплуатационными характеристиками бурение дополнительных скважин для увеличения объёма добычи зачастую не сопряжено с крупными затратами. В таких случаях может сохраняться или в относительно короткие сроки создаваться резерв неиспользуемых добывающих мощностей. Доступ к дополнительным нефтетанкерным мощностям, как правило, возможен, поэтому крупные производители нефти могут оперативно реагировать на колебания спроса. В отличие от этого, резервные мощности на крупных месторождениях газа на суше не требуют больших затрат, однако резервная инфраструктура для его транспортировки на рынки сбыта будет весьма дорогостоящей ввиду низкой энергонасыщенности газа. В угольной промышленности создание резервных мощностей по добыче связано с немалыми затратами ввиду простоя значительного количества оборудования и необходимости иметь под рукой достаточное количество квалифицированных кадров, однако дополнительные транспортные мощности могут быть получены на обширном рынке грузовых перевозок в конкуренции с другими пользователями.

Вследствие изложенного, создание товарных запасов нефти в сфере переработки и сбыта сведено к минимуму, за исключением создания стратегических запасов, в то время как хранение газа организуется именно вблизи рынков сбыта и носит сезонный характер во избежание резервирования излишних мощностей в трубопроводах; в случае же угля его товарные запасы создаются вблизи многих электростанций.

Ниже представлены обобщённые трансграничные цепочки формирования стоимости нефти и газа.

Рис. 1: Международная цепочка формирования стоимости нефти и газа



Глава 2

Механизмы формирования цен на нефть и газ: теоретические и исторические аспекты



Глава 2: Механизмы формирования цен на нефть и газ: теоретические и исторические аспекты

Прежде всего, необходимо провести различие между механизмами формирования цен и основополагающими силами, которые определяют уровень цены, или, иными словами, определить разницу между тем, каким образом формируются цены, и тем, что определяет их уровень. В первом случае речь идет об организации торговли, биржах и рынках, включая вопросы доступа, а также о том, как проводятся переговоры о ценах, как передаётся информация о ценах и как они предаются гласности. Это отнюдь необязательно позволяет понять, что оказывает влияние на решения, принимаемые покупателями и продавцами, равно как и обусловленный этим баланс на рынке и уровень цен.

Механизм формирования цены на товарном рынке может способствовать созданию прозрачного и ликвидного рынка (как в случае нефти) без какого-либо давления в сторону снижения цен. Вместе с тем, структура торговли нефтью и газом является основополагающим фактором, который оказывает влияние на механизмы формирования цен. Важным вопросом в этой связи является соотношение ролей долгосрочных контактов и ликвидных рынков. Ввиду того, что нефть и газ являются товарами особого рода, полезно рассмотреть весь диапазон экономических парадигм и историческое развитие рынков нефти и газа, чтобы предложить способы толкования динамики формирования цен на нефть и газ, описанной в *главах 3 и 4*.

2.1. Теоретические аспекты

Рассматриваемый в учебниках по экономике стандартный случай основан на атомистической структуре поставщиков и потребителей, где и те, и другие следуют кривой эластичного по цене предложения и спроса. Типичным примером является производство сельскохозяйственных культур мелкими фермерами или производство текстильных изделий.

Ценовые сигналы видны и производителям, и потребителям, и обе стороны следуют им, отражая их в своих решениях о производстве (выпуске продукции) и потреблении в целях оптимизации своих прибылей или общих выгод. Это предполагает не только ясные и видимые сигналы, но и способность и готовность преобразовывать эти сигналы в действия. Такая схема становится сомнительной тогда, когда спрос достигает определённой степени неэластичности, поскольку у потребителей может быть ограниченный выбор в рамках заданного временного горизонта, который в этом случае может зависеть от имеющихся у производителей стимулов к конкуренции друг с другом за большую долю рынка. Такие стимулы могут являться искажёнными в случае достаточно высокой концентрации рынка, а также могут зависеть от восприятия риска или просто от инвестиционного временного лага, необходимого для корректировки объёма производства, или же, в конечном счёте, от регуляционных или технических «узких мест».

Цена представляет собой сигнал с рынка. Она отражает ограниченность сырьевого товара на рынке. При повышении цены спрос сокращается до уровня, при котором предложение соответствует спросу (и наоборот). Она также содержит прогноз предложения и спроса, поскольку в кривые и предложения, и спроса закладываются определённые ожидания.

Кроме того, цена является одним из основных сигналов для эффективного распределения капитала. Более высокая цена по отношению к затратам является сигналом о потребности в новых инвестициях в производственные мощности, поскольку цена даёт сигнал о потенциальной выгоде для инвесторов. С другой стороны, низкая цена не способствует инвестициям. Следует отметить, что нефтегазовая отрасль конкурирует за капитал с инвестиционными возможностями в других секторах. Поэтому для привлечения капитала требуется определённый уровень прибыли.

Нефть и газ обладают целым рядом характеристик, которые отличают их от других товаров; к их числу относятся следующие:

- i. высокая неопределённость, связанная с разработкой энергоресурсов, и высокая специфичность инвестиций на всём протяжении энергетической цепочки от добычи до конечного потребления
- ii. характер природных ресурсов
- iii. конечность ресурсов, усугубляемая высокой концентрацией запасов приблизительно в дюжине стран
- iv. наличие двух субъектов, принимающих решения на стороне добычи: добывающей компании и собственника ресурсов
- v. зачастую весьма неэластичный спрос на энергоносители и его взаимодействие с концентрацией и мощностными ограничениями со стороны предложения
- vi. несовершенство рынка, характеризующееся, например, неизбежными внешними факторами.

Подобные характеристики более подробно поясняются ниже со ссылкой на полезные при их рассмотрении разделы экономической теории.

(i) Риск и высокая специфичность инвестиций в нефтегазовом секторе (теория транзакционных издержек)

Преобразование энергоресурсов в полезную энергетическую работу представляет собой рискованное предприятие, требующее значительного объёма инвестиций во все звенья энергетического бизнеса – от разработки ресурсной базы до конечного потребителя. Оно требует не только значительного объёма инвестиций, но нередко таких инвестиций, которые являются специфичными для местонахождения данного энергетического объекта или для того или иного звена энергетической цепочки (специфичность инвестиций). В одни взаимоотношения, существующие в энергетической цепочке, могут быть вовлечены многочисленные участники с обеих сторон (когда игрокам безразлично, кто является их контрагентом, и когда взаимоотношения лучше всего регулируются рынком). В других

взаимоотношениях, в особенности устанавливаемых в рамках сухопутных трансграничных трубопроводных систем, может иметься весьма ограниченное число участников с каждой стороны, т.е. риск и выгоды должны распределяться между чётко установленными контрагентами, как правило, посредством долгосрочных контрактов.

Последствия специфичности инвестиций составляют суть теории транзакционных издержек.

В своей знаменитой статье «Природа фирмы» (“The Nature of the Firm”) Роальд Коуз (*Roald Coase*¹²) утверждает, что в странах со свободной экономикой сделки регулируются не только рынками, но и – порой даже в весьма крупных масштабах – фирмами с иерархической структурой. Теория транзакционных издержек, начало которой было положено данной статьёй, также уделяет внимание роли долгосрочных контрактов как одному из возможных инструментов экономического взаимодействия, помимо фирм и рынков. Каждый из трёх указанных инструментов характеризуется конкретными транзакционными издержками: например, рынки – затратами на приобретение информации и управление рисками; фирмы – затратами на иерархическую структуру и управление, величина которых определяется размером фирмы; долгосрочные же контракты – затратами, связанными с их заключением и исполнением. Согласно теории транзакционных издержек, свободная экономика стремится к оптимуму общих транзакционных издержек, отражающих необходимость преодоления элементов неопределённости, предприимчивость участников и специфичность активов. Так, например, фирмы будут передавать рынку определённые функции, когда их выполнение силами самой фирмы обходится слишком дорого по сравнению с приобретением соответствующих услуг на рынке. И наоборот, если затраты на управление рисками, присущими рыночным взаимоотношениям, становятся слишком большими, они могут быть уменьшены за счёт горизонтальной интеграции или за счёт регулирования взаимоотношений в рамках долгосрочных контрактов. Подобная оптимизация зависит от и формируется вместе с технологическим и институциональным развитием¹³.

Специфичность инвестиций особенно велика в случае газа. Хотя газ практически во всех сферах его применения может быть заменён нефтепродуктами, он характеризуется гораздо меньшей энергонасыщенностью, чем нефть (меньше в 1000 раз при нормальном давлении и в 10 раз при повышении давления до 100 бар). В этой связи удельные затраты на транспортировку и хранение газа существенно выше, чем в случае нефти. Разница в стоимости транспортировки между различными географическими точками, а также затраты на хранение газа между поставкой и потреблением могут быть критичными для газа и препятствовать созданию рыночных торговых площадок, делая долгосрочные договоры на поставку более привлекательными.

(ii) Характер природных ресурсов (рента Рикардо)

Добыча нефти и газа, равно как и других ископаемых видов топлива или, если говорить в более общем плане, любых других первичных энергоресурсов, зависит от природных характеристик месторождения. Себестоимость добычи варьируется от одного месторождения к другому:

12. См. <<http://www.cerna.ensmp.fr/Enseignement/CoursEcolIndus/SupportsdeCours/COASE.pdf>> (просмотр 24 января 2007 г.).

13. О.Е. Williamson, *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting* (The Free Press, Нью-Йорк, 1985 г.). См. также статьи О.Вильямсона по данной теме (О.Е. Williamson) на <<http://groups.haas.berkeley.edu/bpp/ow/>> (просмотр 24 января 2007 г.).

от сухопутных месторождений к морским, от мелких месторождений к крупным или же от традиционных к нетрадиционным энергоисточникам, таким, например, как битуминозные песчаники. Местонахождение промысловых объектов добычи нефти и газа зависит от геологии, что определяет конкретные расстояния от месторождения до рынков сбыта. С другой стороны, никаких стоимостных различий, которые бы определялись природными характеристиками, не существует для продукции обрабатывающей промышленности: её производство сочетает лишь факторы, которые любой может приобрести на рынке, и место размещения такого производства выбирается свободно. Различия в себестоимости продукции обрабатывающей промышленности связаны, главным образом, с различиями в технологии и организации производства.

Результатом различий в стоимости, обусловленных качеством месторождения и его расположением по отношению к рынкам, является дифференциальная рента (именуемая рентой Рикардо по имени английского экономиста XIX века Давида Рикардо; его теория основана на примерах из земледелия и скотоводства, однако её принципы применимы и к добывающей промышленности). В качестве иллюстрации можно привести более высокую себестоимость добычи нефти на морских месторождениях (себестоимость добычи нефти на месторождениях в Северном море составляет порядка 10-15 долл. США за барр.), по сравнению с более низкой себестоимостью добычи нефти на сухопутных месторождениях в странах Персидского залива с аналогичными геологическими характеристиками (по оценкам, она составляет менее 5 долл. США за барр.).

Месторождения характеризуются не только разным качеством; различие в их расположении по отношению к рынку сбыта также обуславливает образование дифференциальных рент. В качестве примера можно привести различия в стоимости транспортировки газа на рынок Северо-Западной Европы с месторождения Гронинген (короткое плечо транспортировки порядка 100 км) по сравнению с российским газом (значительное плечо транспортировки порядка 4-5 тыс. км) и норвежским газом (среднее плечо транспортировки 1000 км, однако по подводному трубопроводу) или катарского СПГ. Сама дифференциальная рента зависит от технического прогресса, например, от снижения затрат на добычу продукции на морских месторождениях или уменьшения стоимости транспортировки газа (снижение затрат на трубопроводную транспортировку за счёт использования трубопроводов более высокого давления с трубами из более высококачественной стали или снижение затрат на транспортировку СПГ ввиду эффекта масштаба, достигаемого на заводах по сжижению / регазификации и при использовании СПГ танкеров).

(iii) Конечность ресурсов, теорема Хотеллинга

Хотя истощение доказанных запасов нефти и газа может восполняться за счёт перевода ресурсов иных классификационных категорий в категорию запасов за счёт дополнительных инвестиций в геологоразведку и совершенствования методов добычи на уже разрабатываемых месторождениях (см. вставку 2), остаётся фактом то, что нефть и газ представляют собой конечные ресурсы. Существуют значительные расхождения во мнениях по поводу того, когда будет достигнут пик добычи нефти (пик так называемой «кривой Хабберта» – см. также раздел 2.2). В Прогнозе развития мировой энергетики (*World Energy Outlook*) МЭА за 2004 год говорится, что приросты мировых доказанных запасов нефти начиная с 80-х годов не смогли компенсировать добычу, в особенности из-за снизившегося прироста запасов в бывшем

Советском Союзе и на Ближнем Востоке¹⁴. Однако эта ситуация, возможно, в большей степени обусловлена политическими решениями, а не геологическими особенностями.

Некоторые геологи и отраслевые эксперты считают, что пик добычи нефти будет достигнут довольно скоро. Они утверждают, что опубликованные данные о доказанных запасах нефти ОПЕК завышены из-за системы квот ОПЕК. Между тем, МЭА в своём Прогнозе развития мировой энергетики за 2006 год предсказывает, что суммарная добыча нефти не снизится в прогнозный период до 2030 года¹⁵, хотя пик добычи в странах, не входящих в ОПЕК, будет достигнут в течение следующего десятилетия¹⁶.

Вставка 2: Запасы и ресурсы

Существуют концептуальные различия между понятиями «запасы», «ресурсы» и «ресурсная база». Запасами являются нефть и газ, которые открыты и добыча которых считается возможной при существующих технологических и экономических условиях. Ресурсы включают в себя нефть и газ, которые считаются существующими и которые можно добыть, независимо от того, открыты они или нет. Ресурсная база означает все молекулы углеводородов, которые существуют на земле, независимо от возможности их добычи. Запасы представляют собой подкатегорию ресурсов, а ресурсы – подкатегорию ресурсной базы. Границы между этими категориями являются не статическими, а динамическими, и обусловлены техническими и экономическими факторами.

Важно отметить различные концепции «запасов» и «ресурсов» применительно к теории пика добычи нефти. Ограниченность нефтегазовых ресурсов определяется не только конечным характером их физического наличия, но также техническими возможностями, правовыми условиями и экономической целесообразностью их извлечения.

В категории «запасы» выделяются следующие три стандартных подкатегории. Они также используются в финансовых отчетах публичных компаний в целом ряде промышленно развитых стран:

- Доказанные запасы: оценённое количество нефти или газа, по которым геологические и технические данные с разумной определённостью указывают на их извлекаемость в последующие годы из известных коллекторов при существующих экономических и эксплуатационных условиях. Для характеристики доказанных запасов иногда используется степень вероятности добычи на уровне 90% (P90).
- Вероятные запасы: вероятные запасы обозначаются как «индикативные» или оценочные, техническая и экономическая возможность добычи которых превышает 50%.

14. OECD/IEA, World Energy Outlook 2004 (IEA, 2004 г.), с. 97.

15. OECD/IEA, World Energy Outlook 2006 (IEA, 2006 г.), с. 492, см. Таблицу сценариев.

16. Там же, с. 39.

- Возможные запасы: возможные запасы обозначаются как предполагаемые, а также как P10 или P20, что отражает вероятность их добычи на уровне соответственно 10 или 20%.

Общепринята практика, когда вероятные и возможные запасы со временем переводятся в категорию доказанных по мере того, как опыт эксплуатации снижает фактор неопределённости. Имеются также и тонкие различия в методах классификации, применяемых различными организациями. В качестве примера можно привести канадские битуминозные песчаники. Согласно Oil and Gas Journal, они помещены в категорию доказанных запасов, в связи с чем запасы нефти в Канаде практически такие же, как в Саудовской Аравии, в то время как в соответствии с British Petroleum (BP) Statistical Review, к данной категории отнесена только часть запасов битуминозных песчаников.

В качестве показателя обеспеченности нефтегазовыми ресурсами обычно применяется кратность запасов (величина доказанных запасов, делённая на годовой объём добычи, как правило, выражается в годах). По данным BP, в период с конца 1980-х годов мировая кратность запасов нефти несколько превышала 40 лет (40,2 года в 2005 году), а по газу этот показатель составлял 65-70 лет (65,4 года в 2005 году), оставаясь стабильным даже в период значительного увеличения объёмов добычи нефти и газа. Однако эти цифры не следует использовать в качестве показателя остающейся продолжительности нефтяной эры, как это предполагалось в широко известной работе «Пределы роста» ("Limits to Growth", Meadows et al.), опубликованной в начале 1970-х годов. В основе параметра кратности запасов лежит оценка доказанных извлекаемых запасов, т.е. только той части ресурсов, которая квалифицируется как поддающаяся рентабельному извлечению в данных экономических условиях при существующем уровне развития техники. Компании, как правило, не вкладывают средства в создание крупных резервных мощностей, поскольку это повлекло бы за собой уменьшение их прибыли на вложенный капитал. Именно по этой причине в течение всего XX века коэффициент кратности запасов нефти в США оставался неизменным на уровне порядка 8-10 лет, однако запасы нефти страны в этот период так и не были исчерпаны.

В течение определённого времени наращивание большего количества запасов в мировом масштабе будет представляться скорее вопросом мобилизации инвестиций с целью перевода ресурсов из иных категорий в категорию запасов; конечный (невозобновляемый) характер мировых ресурсов, возможно, пока не будет иметь практического значения. Для отдельно же взятой страны данная проблема может смотреться по-иному, и конечность ресурсов может иметь большое значение для её решения. Так, например, несмотря на открытие в последнее время целого ряда небольших месторождений в Великобритании, запасы и добыча на континентальном шельфе страны снижаются, и поисково-разведочные работы на нефть и газ к западу и северо-западу от побережья Шотландии дали разочаровывающие результаты. Хотя сокращение запасов и добычи в Великобритании будет компенсировано на мировом уровне, эта страна, являвшаяся важным нетто-экспортёром углеводородов, в настоящее время сталкивается с необходимостью их значительного импорта.

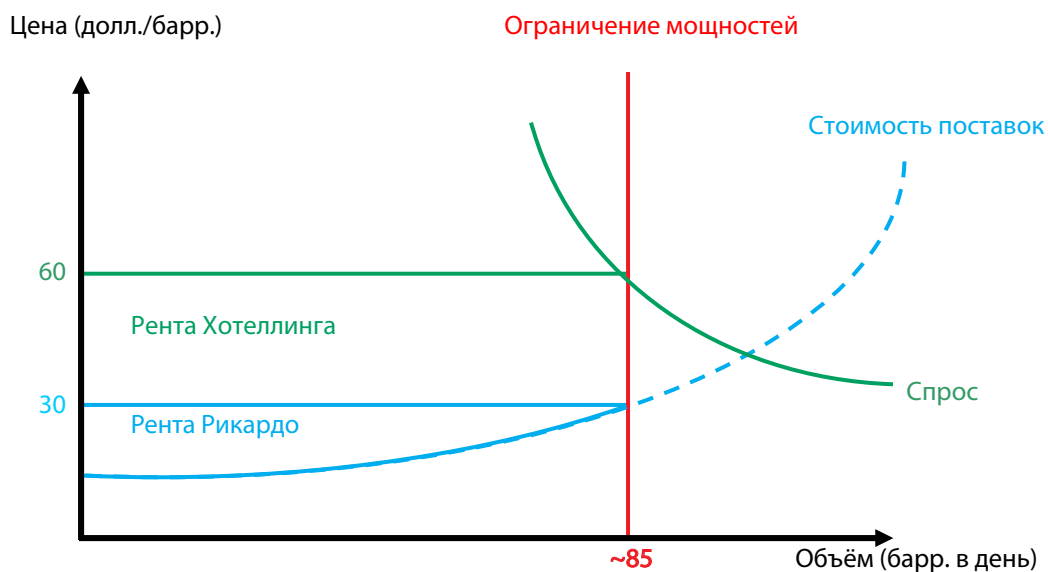
Существует два различных подхода к экономике конечных ресурсов. Рикардианский подход не придаёт особого значения фактору ограниченности ресурсов, а скорее признаёт, что по мере того, как становится труднее разрабатывать ресурсы, требуются более существенные

капитальные затраты и развитие технологий, а ресурсная рента является результатом только различий в издержках энергоресурсов из разных месторождений. Этот подход часто используется для обоснования системы формирования цен на энергоносители, основанной на издержках.

Рикардианскому подходу противостоит подход американского экономиста Гарольда Хотеллинга, который исходил из конечного характера ресурсов и исследовал последствия динамической оптимизации разработки ресурсов (теорема Хотеллинга). Этот подход служит концептуальной основой для системы формирования цен на энергоносители, основанной на стоимости их замещения. Всё дальнейшее развитие экономической теории о конечных ресурсах основывается на теореме Хотеллинга. В ней констатируется, что траектория срабатывания конечных ресурсов должна быть такой, чтобы кривая годовых доходов следовала за процентной ставкой. В результате траектория цены будет такова, что альтернативная (резервная) технология будет являться экономическим субститутутом конечного ресурса после исчерпания последнего.

Первый элемент теоремы может быть признан получившим применение в рамках процесса принятия решений в компаниях об инвестициях и темпах разработки нефтегазовых месторождений, где могут использоваться разновидности расчётов окупаемости капиталовложений по дисконтированным потокам денежных средств. Вторая часть приводит к собственно понятию ренты Хотеллинга, которая отражает то, что получает владелец ресурсов за истощение конечных ресурсов, и, наоборот, сколько готов заплатить потребитель (из своей потребительской ренты) сверх величины предельных издержек производства. Данная рента определяется конкуренцией между потребителями за ограниченное предложение. На *рисунке 2* ниже проиллюстрировано различие между рентой Рикардо и рентой Хотеллинга. В случае индивидуального владельца ресурсов мы понимаем под ресурсной рентой (которая может быть вкратце охарактеризована как «надбавка за истощение») сумму обеих рент (Рикардо и Хотеллинга).

Рис. 2: Ренты, связанные с добычей нефти



Источник: Секретариат Энергетической Хартии

Ограничения мощностей могут носить временный характер, и их можно преодолеть за счёт вложения средств с целью устранения «узких мест»; в более долгосрочной перспективе ограничения производства могут быть также обусловлены решениями владельца ресурсов о темпах их освоения. Это предполагает определённую концентрацию ресурсов в руках нескольких участников, способных эффективно действовать в качестве олигополии, а также в некоторой степени и концентрацию этих ресурсов в крупных коллекторах, где можно применять единообразные технологии добычи.

В этом контексте необходимо помнить о высокой степени концентрации мировых ресурсов углеводородов. Дюжина стран владеет почти двумя третями мировых запасов нефти и газа, в то время как численность их населения составляет около 5% от мирового (сюда относятся страны Персидского залива, а также Россия, Венесуэла и Канада, с учётом её битуминозных песчаников).

(iv) Добывающие компании и владельцы ресурсов: теория «принципал-агент»

Ввиду того, что титул собственника на природные ресурсы, как правило, принадлежит государству, эксплуатация природных ресурсов зависит от двух участников – владельца ресурсов (государство в лице правительства) и добывающая компания, которая имеет иные экономические интересы и относительная переговорная сила которой изменяется с течением времени в рамках жизненного цикла проекта. Если вначале добывающие компании, от решения которых зависит предоставить или нет венчурный капитал, находятся в более предпочтительном положении, то в дальнейшем, по мере осуществления инвестиций и получения дополнительных сведений о месторождении, ситуация меняется. Кроме того, у этих двух участников также неодинаковы и критерии экономического успеха: временной фактор для правительств, как правило, имеет меньшее значение, чем для компаний. Временной горизонт для правительств при осуществлении проектов, как правило, шире, чем для компаний: правительства должны учитывать интересы будущих поколений, в то время как компании должны удовлетворять интересы их нынешних акционеров. В результате этого могут применяться различные подходы к освоению ресурсов: нефтяные компании могут обнаруживать склонность к более быстрым темпам выработки запасов, чем правительства; эта склонность ещё более усиливается, если компании опасаются политических изменений правил, регулирующих их деятельность. Необходимо распределять риски и выводы между владельцем ресурсов и производителем.

Данные вопросы охватываются теорией «принципал-агент». Керстен Биндемманн (*Kirsten Bindemann*) распространяет применение теории «принципал-агент» на нефтегазовую отрасль и иллюстрирует её применение на основе анализа известных соглашений о разделе продукции¹⁷. Теория «принципал-агент» исходит из наличия у агента (добывающей компании) знаний о технологиях и, в дальнейшем, о ресурсах, умения распределять инвестиционные риски (и риски разработки залежей), сбытовые и ценовые риски, а также выгоду, т.е. доход.

Исторически, существовало несколько форм договорных взаимоотношений между нефтедобывающими странами и нефтяными компаниями – концессии, аренда, соглашения о разделе продукции, риск-сервисные контракты и контракты на простое техническое

17. K. Bindemann, *Production-Sharing Agreements: an Economic Analysis*, WPM 25 (Oxford Institute for Energy Studies, октябрь 1999 г.).

обслуживание, соглашения о совместных предприятиях¹⁸. Распределение ренты происходит через уплату роялти (платежей за право пользования недрами), налогообложение и прямое участие принимающих стран – компании осуществляют платежи денежными средствами и в натуральной (товарной) форме. Переговоры между сторонами всегда концентрируются на вопросах распределения ренты.

Как представляется на сегодняшний день, услуги в области геологоразведки и добычи оказываются на конкурентной основе, и поэтому страны, предлагающие привлекательные районы для геологоразведки, могут привлечь квалифицированные компании, которые предоставят услуги по разведке и добыче ресурсов страны за скорректированную с поправкой на риск прибыль, плюс относительно небольшую долю ресурсной ренты. Некоторые страны-производители (большинство стран ОПЕК) организовали деятельность по разведке и добыче нефти и газа исключительно силами собственных агентов – национальных компаний, используя услуги таких компаний, как Halliburton или Schlumberger, для выполнения работ по геологоразведке, или же консультантов-геофизиков – для пластового моделирования. В отличие от прошлых лет добывающие компании во всё большей мере приобретают характер технологических компаний, предоставляющих услуги владельцу ресурсов.

За каждым производителем, поставляющим природные ресурсы на рынок, стоит владелец ресурсов, который принимает главные решение об объёме и темпах разработки его ресурсов. Для пояснения основ предложения нефти и газа необходимо рассматривать не только стимулы для инвесторов, но и в особенности стимулы для владельца ресурсов в части разработки его ресурсов на экспорт.

У правительств стран, обладающих ресурсами, имеются прямые или косвенные обязательства в части эксплуатации и истощения невозобновляемых ресурсов на благо их населения. В этой связи формирование цены на природные ресурсы, направляемые для внутреннего применения, может выглядеть относительно нейтральным при условии покрытия затрат (включая достаточный процент на используемый капитал) даже несмотря на то, что низкие цены на энергоносители могут способствовать неэффективному потреблению энергии. Правительства нередко обосновывают такую политику в области ценообразования социальными аргументами. Порой даже зависимые от импорта страны выделяют ресурсы собственной добычи для обслуживания конкретных секторов экономики – как правило, населения – без взимания ресурсной ренты, тем самым субсидируя такие секторы в натуральной форме, а не денежными средствами, т.е. используя инструменты социальной политики.

Однако разрабатывая невозобновляемые ресурсы с целью поставок на экспорт, правительства стремятся к максимальному увеличению общей ресурсной ренты, получаемой страной от такого экспорта. Это право подтверждено в Статье 18 ДЭХ. Обычно это приводит к подходу, при котором стремятся реализовать углеводороды по цене, максимально приближенной к той, которую готовы заплатить потребители: по рыночной цене ликвидных рынков – в противном случае цена определяется по стоимости замещения субститутами, имеющимися

18. См. K.W. Blinn, C. Duval, H. Le Leuch, A. Pertuzio, *International Petroleum Exploration & Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*, (Barrows Company Inc., 1986 г.); А.А. Конопляник, *Основные виды и условия соглашений, действующих в нефтяной промышленности капиталистических государств между ТНК и принимающими странами*, "Бюллетень иностранной коммерческой информации" (БИКИ) Приложение no. 10 (1989 г.), сс. 3-23.

в распоряжении потребителя. Решение производителя снизить цену по сравнению с той, которая может быть получена на конкретном рынке, означает передачу части ресурсной ренты потребителю. Для такого поведения может существовать коммерческая мотивация, например, стремление к увеличению доли рынка или обеспечению быстрого выхода на рынок. В других случаях такие сделки заключались и продолжают заключаться по политическим соображениями.

Правительства также рассматривают возможность проведения политики по ограничению объёмов добычи / экспорта в тех случаях, когда эти объёмы влияют на общий баланс спроса и предложения и, тем самым, на обусловленные им цены. Это характерно не только для членов ОПЕК, но и для целого ряда экспортёров газа.

Ввиду того, что международная торговля газом, как правило, привязана к объектам долгосрочной стационарной инфраструктуры, страны-экспортёры газа должны принимать сознательные решения о том, (i) какие государства и (ii) какие сегменты своих экспортных рынков они хотели бы обслуживать. Страны-экспортёры газа уделяют повышенное внимание государствам с привлекательными рынками с точки зрения как объёмов, так и цены поставок. Менее привлекательные страны могут обслуживаться в той мере, в какой это будет обеспечивать получение всё же привлекательной ресурсной ренты страной-экспортёром, однако при условии неухудшения экспортных поступлений из других стран. Этого можно достичь путём недопущения реэкспорта более дешёвого газа (положения о пунктах конечного назначения – см. более подробно в *разделе 4.4.7* – были одним из контрактных инструментов предотвращения такого реэкспорта) или за счёт осуществления экспортных поставок по цене *нетбэк*, обеспечивающей такие же чистые экспортные поступления, как и при экспорте на более привлекательные рынки. Страны-экспортёры газа обнаруживают тенденцию к сосредоточению на сегментах рынка «премиум-класса» в стране-импортёре, а в случае, если экспортные поставки адресуются сегментам, не относящимся к «премиум-классу», они стремятся их изолировать во избежание ухудшения своей средней экспортной цены.

(v) Неэластичный спрос в сочетании с ограничениями предложения

Нефть имеет наибольшую энергонасыщенность из всех энергоресурсов с относительно малым воздействием на окружающую среду; поэтому её легко хранить, транспортировать и применять даже в небольших объёмах / энергоустановках, и на сегодняшний день она обладает значительными преимуществами при использовании в автомобильном транспорте (который должен иметь автономный источник энергии и возить с собой запас топлива) или при применении в изолированных и удалённых от систем энергоснабжения местах. Основной альтернативой является повышение эффективности автомобильного транспорта и обусловленные им дополнительные инвестиции. В отличие от этого, газ – ввиду его физического состояния – даже легче использовать в процессах горения, однако, с учётом его низкой энергонасыщенности, для этого требуется стационарная инфраструктура и довольно высокие минимальные уровни потребления с целью уменьшения затрат за счёт эффекта масштаба.

Энергия (энергоносители, и в особенности нефть) является важным производственным ресурсом и жизненным благом в промышленно развитых странах. Это выражается в весьма неэластичном по цене спросе на энергию, который на сегодняшний день увеличивается соразмерно экономическому росту. Потребление энергоносителей, как правило, требует

применения определённых энергоустановок, таких как электростанции, автомобили или системы отопления, которые представляют собой объекты вложения основных средств с длительным сроком эксплуатации, даже с точки зрения частных пользователей, что увеличивает краткосрочную неэластичность спроса на энергоносители. Нефть и газ являются поистине совершенными объектами для налогообложения. По мнению Фрэнка Рэмзея, предпочтительнее повышать налоги на те сырьевые товары, спрос на которые неэластичен¹⁹.

Спрос определяется целым рядом факторов. Помимо цен, он зависит от уровня доходов, применяемых технологий, государственного регулирования и индивидуальных предпочтений. Краткосрочный спрос на нефть и газ является весьма неэластичным при уменьшении объёмов ниже определённого уровня, поскольку нефть и газ имеют существенное значение для социально-экономической деятельности человека. Кривая спроса становится эластичной по мере нарастания объёмов. Кривая долгосрочного спроса более эластична, чем кривая краткосрочного спроса. Для того, чтобы экономика могла скорректировать структуру своего потребления нефти и газа в ответ на повышение цен, требует несколько лет.

Существует прочная связь между экономическим ростом и спросом на энергоносители. Кривая спроса на нефть и газ сдвигается наружу (направо вверх) по мере роста экономики. В функции спроса важным фактором является технология. Повышение энергоэффективности заставляет кривую спроса сдвигаться внутрь (налево вниз). Применение технологий замещения энергоносителей придаёт кривой спроса большую эластичность, делает её более полой (см. рисунок 2).

Реакция на ценовые изменения является сложной, поскольку часть общих затрат, связанных с энергоснабжением, определяется решением о формировании основного капитала, то есть о том, в какой энергоустановке будет использоваться энергоноситель (например, в автомобиле, системе отопления или производственном процессе). Потребителю легче согласиться на дополнительные (текущие) затраты, вызванные повышением цены на используемый энергоноситель, чем на дополнительные (капитальные) затраты, связанные с изменением используемой энергоустановки (такой как автомобиль или система отопления). С другой стороны, существуют также и пределы в части реагирования на снижение цен: даже если тепловая энергия становится очень дешёвой, никто не будет отапливать помещение летом, и даже если бензин подешевеет, существуют естественные ограничения на увеличение использования бензина в автомобильном транспорте.

Важной характеристикой кривой предложения нефти и газа является наличие ограничений производственных мощностей. Кривая эластична на участке ниже ограничений производственных мощностей, но становится резко неэластичной по мере приближения объёма предложения к его пределу. В точке ограничения мощностей она становится почти вертикальной. Кривая предложения нефти и газа весьма отличается от той, которая присуща полностью конкурентному рынку (например, производство сельхозпродукции), для которого она является горизонтальной.

В 2007 году избыток добывающих мощностей в нефтяной отрасли составляет всего 3 млн. барр. в сутки при потреблении на уровне 85 млн. барр. в сутки. Поэтому пересечение с кривой спроса предположительно происходит в неэластичной части кривой предложения.

19. F. Ramsey, *A Contribution to the Theory of Taxation*, Econ JI 145 (1927 г.), с. 37.

В таких обстоятельствах происходит быстрый рост цен и увеличивается нестабильность при небольших изменениях в объёмах. Для ввода в эксплуатацию новых мощностей по добыче потребуется несколько лет, что приведёт к сдвигу вправо предела ограничений добывающих мощностей и более пологой правой ветви кривой предложения.

Дополнительная рента, получаемая в результате расширения (или сокращения) производства того или иного поставщика, зависит от реакции цен на увеличение (уменьшение) предложения.

Эта реакция зависит от эластичности как предложения, так и спроса при ценовом равновесии. Если оба фактора имеют невысокое значение, то изменение объёмов добычи такого производителя ведёт к приблизительно пропорциональному увеличению его рентных поступлений. Однако, если кривые и предложения, и спроса неэластичны, рост рентных поступлений за счёт увеличения объёмов добычи может оказаться намного меньше роста рентных поступлений за счёт вызванного увеличением добычи роста цен. Одним из случаев неэластичности кривой предложения являются ограничения производственных мощностей (либо в сфере добычи, либо в любом звене цепи поставок продукции на рынок). Такие ограничения могут привести к тому, что кривые спроса и предложения пересекутся на уровне добычи, находящемся за пределом ограничения мощностей, т.е. цена будет определяться на пересечении кривой спроса и линии ограничения мощностей, и, таким образом, часть потребительской ренты будет направляться производителю в дополнение к дифференциальной ренте (см. рисунок 2). Подобные ограничения могут быть обусловлены отсутствием своевременной адаптации различных звеньев производственно-сбытовой цепочки к ценовым сигналам в направлении расширения мощностей, а также ограничениями в области регулирования. Нередко они являются результатом олигополистических, параллельных или скоординированных действий нескольких крупных производителей.

В этой связи встаёт вопрос о воздействии на цены со стороны весьма неэластичного спроса в сочетании с высокой концентрацией рынка у производителей.

Это влияние иллюстрируется формулой, разработанной Курно и Нэшем²⁰:

$$(Цена - Предельные издержки) / Цена = ННІ / Э$$

где:

ННІ = Индекс Герфиндаля-Хиршмана

Э = эластичность спроса по цене

Данная формула показывает, что разность цены и предельных издержек зависит от концентрации рынка, выраженной индексом Герфиндаля-Хиршмана, и является обратной функцией ценовой эластичности спроса.

Высокая концентрация рынка практически не оказывает никакого воздействия на цены, пока эластичен спрос, и, наоборот, неэластичный спрос почти не оказывает воздействия на цены на рынке с низкой степенью концентрации. Однако потребителям, возможно, придётся нести высокие дополнительные издержки сверх себестоимости продукции на рынках с высокой

20. J. Nash, *Non-cooperative Games*, *Annals of Mathematics*, том 54, no. 2 (сентябрь 1951 г.), с. 286-295.

концентрацией со стороны производителей и весьма неэластичным спросом, что является типичной картиной для энергетических рынков.

Разработчики политики могут попытаться уменьшить уровень концентрации на стороне производителей, что сделать непросто, когда в качестве производителей выступают суверенные государства, владеющие крупной долей мировых ресурсов в случае нефти или ресурсов в рамках зоны их экономической досягаемости в случае газа. Развитие производства альтернативных энергоносителей, например, биотоплива, начнётся с определённого уровня цен и в более отдалённой перспективе может расширить базу предложения жидкого топлива и привести к снижению уровня концентрации на стороне производителей. Повышения эластичности спроса можно достичь за счёт стимулирования экономии энергии, которая передвигает пересечение кривой спроса с кривой предложения дальше в эластичную зону кривой спроса, а также за счёт поощрения замещения энергоносителей. Однако проблема в данном случае заключается в том, что кривая мирового спроса на энергоносители, в том числе и на нефть, на сегодняшний день движется вслед за кривой экономического роста.

(vi) Несовершенство рынка / внешние факторы

Совершенно необязательно, что рынок будет всё время бесперебойно функционировать. Случаи, когда рыночные механизмы сами по себе не обеспечивают правильного распределения ресурсов, именуются «рыночными сбойми» или «провалами рынка». (Понятие «сбой / провал» не означает экономического краха или развала рынка. Этот термин, как правило, применяется к ситуациям, характеризующимся особо выраженной неэффективностью, ведущей к драматическим последствиям.)

Вставка 3: Несовершенство рынка

Обычно несовершенство рынка проявляется в силу следующих обстоятельств:

(i) несовершенства конкуренции ввиду монополии, (ii) ценового искажения, обусловленного недостатком информации, (iii) наличия внешних факторов (таких как обеспечение охраны окружающей среды, здравоохранения / медицинского обслуживания) и (iv) неконкурентного и неисключаемого (ибо невозможно отказать от его исполнения) характера предоставления / обеспечения таких общественных благ, как, например, национальная безопасность или пожарная охрана, где нерыночные институты более эффективны, чем частные компании.

Энергетические рынки часто характеризуются (i) несовершенством конкуренции, (ii) наличием внешних факторов и (iii) необходимостью предоставления общественных благ. Ценовые искажения из-за отсутствия информации всё более и более устраняются по мере формирования ликвидных рынков и инициатив правительств в области обеспечения прозрачности, подобных Joint Oil Data Initiative – JODI (совместная инициатива по данным по нефти).

В силу законов физики повторное использование энергии (в отличие от неэнергетического минерального сырья) невозможно, и сжигание ископаемых видов топлива неизбежно сопровождается выбросами CO_2 , представляющими собой негативный внешний фактор – парниковые газы. Надёжность поставок энергии – особенно в случае электроэнергии и газа – носит характер общественного блага.

Интернализация внешних факторов решается при помощи налогов Пигу (которые призваны оценить величину негативных внешних факторов и обеспечить их компенсацию в виде налога, выставляемого к оплате вызывающему их участнику рынка). Налоги Пигу подвергались критике со стороны Рональда Коуза (теорема Коуза) как потенциально субоптимальные, противовесом которым служит система купли-продажи прав, дающих оптимальные результаты в отсутствие транзакционных издержек (это является теоретической основой для торговли квотами на выбросы).

2.2. Исторические аспекты

Современные энергетические рынки сформировались на основе невозобновляемых энергоресурсов, прежде всего нефти и газа, и поэтому освоение их ресурсной базы является одной из основополагающих характеристик. Для добычи нефти характерен ограниченный жизненный цикл; он может быть проиллюстрирован во времени в виде так называемой «кривой Хабберта», имеющей форму колокола. Эта формула была первоначально предложена М.К. Хаббертом в 1949 году применительно к добыче нефти в США на основе статистических методов²¹.

Многие стремятся использовать «кривую Хабберта» для предсказания конца нынешней нефтяной эры (дискуссия и теория «пика добычи нефти»). В данном случае целесообразно проявлять осторожность, поскольку пик кривой смещается вверх и вправо ввиду того, что благодаря геологоразведке и новым технологиям произошло увеличение ресурсной базы (и доказанных запасов).

Применительно к нефти и газу было сделано предположение о возможности корреляции различных сегментов кривой с различными этапами эволюции рынка (см. рисунок 3), а также о тенденции, присущей нефтяным и газовым рынкам, к движению в направлении более конкурентной структуры (при соответствии структуры договоров и механизмов ценообразования конкретному этапу развития рынка²²). Это может быть обусловлено, например, тенденцией начинать разработку крупных месторождений нефти и газа, а менее крупные разрабатывать позднее, тем самым увеличивая число действующих лиц и сделок и объём инвестиций, что приводит к чрезмерным капиталовложениям в инфраструктуру предложения. Таким образом, «кривая Хабберта» могла бы использоваться как инструмент определения этапа развития институциональных структур на энергетических рынках. «Кривая Хабберта» для газа аналогична кривой для нефти на более раннем этапе эволюции, поскольку спрос на газ и его добыча отстают от нефти на несколько десятилетий. К числу основных фактов в обоснование данного подхода относится аналогичное (неравномерное) распределение размеров месторождений нефти и газа и их схожие (гидравлические) характеристики добычи как нетвердых полезных ископаемых. Соответственно, можно предположить, что эволюция структуры газового рынка будет следовать структуре рынка нефти, но с соответствующим запаздыванием.

История формирования цен на нефть

Эволюция энергетического и нефтяного рынков до начала 70-х годов прошлого столетия характеризуется восходящей ветвью «кривой Хабберта». Рост объёмов добычи был обусловлен открытием новых крупных месторождений нефти, прежде всего, на Ближнем Востоке, освоение которых не требовало высоких затрат. Международный рынок был закрыт

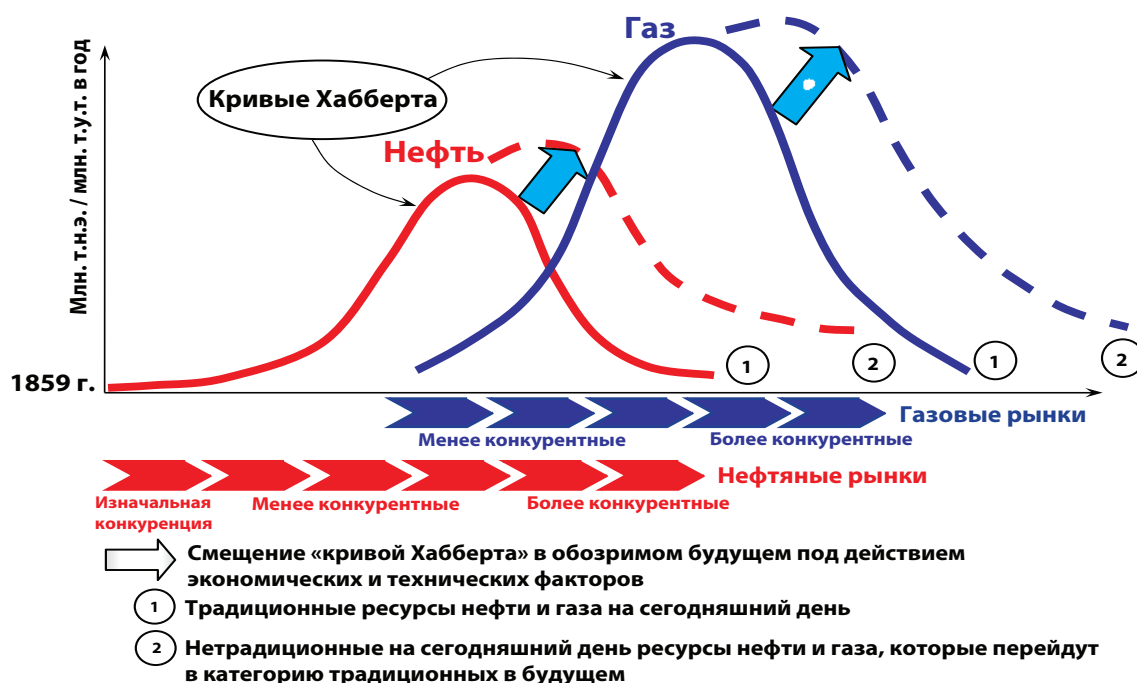
21. M.K. Hubbert, *Energy from Fossil Fuels*, Science, том 109 (1949 г.), сс. 103-109;

American Petroleum Institute, *Nuclear Energy and the Fossil Fuels*, в *Drilling and Practice* (1956 г.), сс. 7-25.

22. Эволюция договорной структуры и механизмов ценообразования нефтяного рынка более подробно рассматриваются в ряде статей А.А. Конопляника, опубликованных в журнале «Нефть России» в 1999-2001 гг. См. также А.А. Конопляник, «Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности», Нестор Академик Паблишерз, (2004 г.).

для посторонних, будучи поделён между «Семью сёстрами»²³ в соответствии с Соглашением Акнакарри от 1928 года. В конце 1960-х годов всё более доминирующее положение на нём занимали страны ОПЕК, особенно после ренационализации их ресурсов в середине 1970-х годов в период после крушения системы колониализма в 1960-е годы. Однако эмбарго 1973-1974 годов и рост цен на нефть в 1973-1974 и 1979-1980 годах подстегнули инвестиции в нефтяную отрасль за пределами стран ОПЕК, разработку новых технологий, замещение нефти другими энергоносителями (особенно в электроэнергетике) и повышение эффективности использования энергии, а также замещение энергоносителей другими производственными ресурсами, в первую очередь, капиталом. В итоге это привело к сокращению абсолютных объёмов мирового потребления нефти в начале 1980-х годов и к обвалу цен на нефть в 1985-1986 годах, к более конкурентным структурам и, в конечном счёте, к ликвидному рынку нефти (более подробно см. главу 3).

Рис. 3: Рынки углеводородов: от неконкурентных к конкурентным структурам



Источник: А.А. Конопляник

С исторической точки зрения, в эволюции рынка нефти и применяемых на нём механизмах ценообразования и структуре контрактов можно выделить четыре основных периода (см. таблицу 1). В течение первых трёх периодов на рынке преобладали различные формы олигополистического ценообразования: до 1970-х годов (на первых двух этапах) он характеризовался олигополией международных нефтяных компаний (при активной поддержке их стран базирования), а на третьем этапе – олигополией 13 ведущих государств-производителей (ОПЕК). И только после обрушения цен на нефть в 1986 году такое ценообразование, диктуемое олигополией, сменилось биржевым.

23. «Семь сестёр» изначально включали Exxon, Mobil, Gulf, Texaco, Standard Oil of California (SOCAL) из США, British Petroleum из Великобритании и Royal Dutch / Shell из Великобритании и Нидерландов.

«Семь сестёр» (1928-1947 гг.)

До 1970-х годов вертикальная цепочка формирования стоимости нефти в международной торговле находилась практически под полным контролем «Семи сестёр». Они получали свою нефть главным образом в рамках долгосрочных договоров концессии с принимающими (в основном, развивающимися) странами и экспортировали её по долгосрочным контрактам (коммерческое ответвление договоров концессии) либо аффилированным лицам в своих странах базирования (до 70% общего объёма экспорта нефти), либо независимым неинтегрированным компаниям в сфере переработки и сбыта нефти. В течение данного периода преобладало трансфертное ценообразование (см. рисунок 5). Справочные цены (фактически трансфертные цены международных нефтяных компаний) устанавливались основными участниками рынка в качестве базиса для расчёта роялти, подлежащего уплате принимающим странам, и поэтому были заниженными, так как центры прибыли международных нефтяных компаний находились в странах их базирования. Это способствовало более широкому потреблению нефти в электроэнергетике, особенно в конкуренции с другими энергоносителями, такими как уголь. Конкуренция происходила на рынках конечных потребителей, однако применительно к самой нефти свободный рынок играл весьма ограниченную роль (3-5% мировой торговли нефтью) и использовался для точной регулировки баланса объёмов спроса и предложения на основе справочных цен, устанавливаемых «Семью сёстрами».

Соглашение Акнакарри от 1928 года отводило каждой компании конкретную квоту на продажу нефти в сегментах рынка за пределами США. Его центральным элементом была так называемая «однобазовая система цен», известная как «Залив плюс фрахт» (под Заливом подразумевался Мексиканский залив), которая доминировала на нефтяном рынке до 1947 года. Оно способствовало росту рентабельности нефтяных операций «Семи сестёр» за счёт установления единой ценовой формулы для всех покупателей нефти за пределами США, по которой цена рассчитывалась как цена нефти FOB побережье Мексиканского залива США плюс действовавшие ставки фрахта от данного побережья до пункта сдачи независимо от происхождения фактических поставок. В соответствии с Соглашением, каждая компания должна была поставлять физические объёмы в рамках своей квоты на рынки за пределами США, и, как правило, компании осуществляли такие поставки из ближайшего района добычи такой компании. При такой системе любой покупатель платил такую же цену в данном месте независимо от фактического происхождения приобретаемой нефти; экономия на фрахте в случае поставки из районов, находившихся ближе к покупателю, чем Мексиканский залив, а также разница между справочной ценой в точке фактического происхождения приобретаемой нефти и ценой FOB Мексиканский залив, составляли прибыль международных нефтяных компаний.

Соглашение Акнакарри не применялось к внутреннему рынку США, поскольку это представляло бы собой нарушение американского антитрестовского законодательства. Однако в соответствии с американским законом Уэбба-Померена от 1918 года, американским компаниям разрешалось осуществлять деятельность за рубежом такими методами, которые квалифицировались бы согласно антитрестовскому законодательству в качестве незаконных на внутреннем рынке США.

Соглашение Акнакарри разрешало основным нефтяным компаниям устанавливать цены на нефть исходя из высокого уровня цен нефти на внутреннем рынке США и обеспечивало

им дополнительную прибыль ввиду эксплуатации чрезвычайно дешёвых запасов нефти на Ближнем Востоке. На внутреннем рынке США множество мелких американских неинтегрированных нефтедобывающих компаний осуществляло деятельность с высокими предельными издержками. В целях сохранения большого числа компаний на внутреннем рынке правительство США защищало мелких производителей через регулирование внутренних цен на уровне «предельные издержки плюс», тем самым обеспечивая им приемлемую рентабельность операций. По этой причине формула Акнакарри, в основе которой лежала цена нефти ФОб Мексиканский залив, обеспечивала защиту интересов как крупных, так и мелких и средних американских нефтяных компаний.

«Семь сестёр» (1947-1971 гг.)

Когда в ходе Второй мировой войны военно-морские силы США и Великобритании осуществляли заправку своих судов топливом в Персидском заливе на местном НПЗ в Абадане, они должны были платить цену, равную цене топочного мазута ФОб Мексиканский залив плюс фиктивный фрахт из Мексиканского залива в Абадан. Административные расследования, проведённые в США и Великобритании после Второй мировой войны, вынудили «Семь сестёр» изменить «однобазовую систему цен». В 1947 году международные нефтяные компании приняли Персидский залив в качестве ещё одного базиса для расчёта цен. В порядке изменения Соглашения Акнакарри, была введена «двухбазовая система цен» нефти, в соответствии с которой ставки фрахта рассчитывались для поставок либо из Мексиканского залива, либо из Персидского залива, но во всех случаях в расчётах использовалась цена нефти ФОб Мексиканский залив. Согласно новой формуле, дополнительная прибыль международных нефтяных компаний уменьшилась на величину фиктивных транспортных издержек, однако разница между предельно низкой себестоимостью добычи в Персидском заливе и предельно высокими затратами в США (цена ФОб Мексиканский залив) сохранилась. Благодаря механизму трансфертного ценообразования, характерному для справочных цен, компаниям удавалось избегать налогообложения их дополнительной прибыли в принимающих странах и переводить её в свои центры прибыли в странах базирования. Данная формула известна как «два Залива плюс фрахт» (хотя её следовало бы более точно охарактеризовать как «Мексиканский залив плюс два фрахта²⁴»). Поэтому эталонной нефтью на первых двух ценовых этапах эволюции нефтяного рынка являлась *WTI*.

Цены, устанавливаемые ОПЕК (1971-1986 гг.)

В 1970-е годы контроль над отечественными нефтяными отраслями стран-производителей (промысловая часть цепочки формирования стоимости энергоносителей – ресурсы, добыча, продажи и цены реализации) перешёл к государствам ОПЕК. Промысловые активы международных нефтяных компаний в основных принимающих странах были национализированы и составили основу, на которой были созданы новые национальные нефтяные компании. Почти вся нефть, поставлявшаяся на мировой рынок в этот период, реализовывалась в рамках не операций, совершаемых внутри компаний или между ними (бартер), а коммерческих сделок между независимыми участниками рынка по официальным

24. Более подробно об истории эволюции рынка нефти на ранних этапах см. J.-M. Chevalier, [Le Nouvel Enjeu Pétrolier](#) (Calman-Levy, Париж, 1973 г.); C. Tugendhat и A. Hamilton, [Oil: the Biggest Business](#) (новая редакция, Eyre Methuen, Лондон, 1975 г.); D. Yergin, [The Prize: the Epic Quest for Oil, Money and Power](#) (Simon & Schuster, Нью-Йорк-Лондон-Торонто-Сидней-Токио-Сингапур, 1991 г.); и другие публикации.

Таблица 1: Эволюция международных механизмов формирования цен на нефть

	1928-1947 гг.	1947-1971 гг.	1971-1985/1986 гг.	1986 г.-сегодня (см. главу 3)
Периоды				
Принцип формирования цены и основные игроки	Цены продажи СИФ, устанавливаемые олигополией («Семь сестёр») на основе Соглашения Акнакарри; Цены покупки FOB, устанавливаемые <i>de facto</i> в одностороннем порядке «Семью сёстрами», как справочные цены в рамках их концессионных соглашений с принимающими странами	Цены продажи СИФ, устанавливаемые олигополией (13 стран ОПЕК); использовались в рамках долгосрочных контрактов и на спотовом рынке (позднее ОПЕК использовал спотовые цены как ориентир для своих официальных цен)	Цены продажи FOB, устанавливаемые олигополией (13 стран ОПЕК); использовались в рамках долгосрочных контрактов и на спотовом рынке (позднее ОПЕК использовал спотовые цены как ориентир для своих официальных цен)	Цены устанавливаются на бирже на основе конкуренции (в основном нефтяными трейдерами)
Точки конкуренции	Только в сфере конечного потребления	Только в сфере конечного потребления	В сфере конечного потребления и поставок нефти	Во всех звеньях цепи
Тенденции в отношении спроса	Стабильный рост	Стабильный рост	Рост / короткое временное снижение	Замедление роста
Динамика издержек (основной фактор динамики)	Снижение (естественное: переход к более крупным месторождениям)	Снижение (естественное: переход к более крупным месторождениям)	Рост (естественный: переход к более мелким месторождениям и более сложным условиям добычи) / снижение (НТП)	Снижение (НТП) Рост с начала 2000-х гг. (например, стоимость стали)
Цены: тенденции и уровни (долл. за барр., текущие цены)	Около 2 долл. за барр.	Около 2 долл. за барр.	От 2 до 40 долл. за барр. (1981 г.), затем до 30 долл. за барр. (1985 г.), затем до 10 долл. за барр. (1986 г.)	В пределах 15-20 долл. за барр. (до 1997 г.), В пределах 10-30 долл. за барр. (до 2004 г.), до 60-70 долл. за барр. (2005-2006 гг.), затем до 50+ долл. за барр. (2006 г.)
Система расчёта цен СИФ в точках доставки по всему миру	СИФ = FOB Мексиканский залив плюс фактический или виртуальный фрахт (а) либо от Мексиканского залива (на запад от виртуальной точки), либо (б) от Персидского залива («однобазовая система цен» на основе Соглашения Акнакарри)	СИФ = FOB Мексиканский залив плюс фактический или виртуальный фрахт (а) либо от Мексиканского залива (на запад от виртуальной точки), либо (б) от Персидского залива («нейтральная точка»), либо (на восток от «нейтральной точки»)	До конца 1985: СИФ = <i>Arabian Light</i> FOB Персидский залив плюс фрахт; Конец 85-86: <i>Arabian Light</i> FOB Рас-Танура = спотовые цены на нефтепродукты <i>нетбэк</i> к Рас-Танура (цены по принципу <i>нетбэк</i>)	Биржевые котировки СИФ и FOB
Эталонная нефть	<i>West Texas</i>	<i>West Texas, Arabian Light</i>	<i>Arabian Light, West Texas</i>	<i>West Texas Intermediate (NYMEX), Brent (IPE), Dubai (SIMEX, до 1999 г.)</i>
Доминирующие торговые контракты	Долгосрочные (объём и цена)	Долгосрочные (объём и цена)	Долгосрочные (объём) + спотовые (цена)	Спот (объём) + долгосрочные (объём) + биржа (цена)
Доминирующие типы цен	Справочные (используются как трансфертные)	Справочные (используются как трансфертные)	Официальные, рыночные, справочные	Рынок
Тип рынка	«Физический нефтяной» рынок (физические поставки ценнообразовании)	«Физический нефтяной» рынок (физические поставки ценнообразовании)	«Финансовый нефтяной» рынок (нефтяные финансовые производные инструменты доминируют в международном ценообразовании)	«Бумажный нефтяной» рынок (нефтяные финансовые производные инструменты доминируют в международном ценообразовании)

Основано на: А.А. Конопляник. *Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности*. Москва, «Нестор Академик Паблицерз», 2004, с. 105.

ценам реализации государств-членов ОПЕК. Такие цены начали играть роль мировых цен на нефть. В подобных условиях происходил распад ранее существовавшей структуры по мере увеличения числа компаний, участвующих в операциях по торговле нефтью в сферах переработки / сбыта и промышленной деятельности. Если во времена «Семи сестёр» (первый и второй этапы на *таблице 1*) конкуренция имела место только в сфере конечного потребления, то в период доминирования ОПЕК (третий этап на *таблице 1*) она распространилась и на поставки нефти.

Это стимулировало появление новых договорных форм торговли нефтью и большее разнообразие торговых операций (*см. рисунок 4*). По мере сокращения доли объёмов, торговля которыми осуществлялась в рамках долгосрочных контрактов, цены стали устанавливаться на основе спотовых сделок. С другой стороны, объём торговли на спотовом рынке существенно вырос. Спотовый рынок стал обеспечивать баланс спроса и предложения и начал использоваться в качестве ориентира для уровней цен как экспортёрами, так и импортёрами. И именно во время первого нефтяного кризиса 1973-1974 годов спотовый рынок впервые сыграл свою ценообразующую роль, будучи использован ОПЕК в качестве контрольного пункта для установления официальных цен реализации. В 1971-1986 годах объём торговли на спотовом рынке значительно увеличился – с 5-8% от объёма международной торговли в начале 1970-х годов и 10-15% в середине 1970-х годов до не менее чем 40-50% в середине-конце 1980-х годов.

После введения официальных цен реализации ОПЕК, формирование цен на нефть стало осуществляться по формуле «Персидский залив плюс фрахт». В качестве эталонной для официальных цен реализации в этот период, как правило, использовалась нефть *Arabian Light* на условиях FOB Рас-Танура с корректировкой (за счёт регулярных уточнений, производившихся государствами-членами ОПЕК) на динамику цен спотового рынка.

Резкие колебания спотовых цен на нефть способствовали внедрению методов управления рисками в нефтяные операции. Необходимость унификации нефтеторговых операций (как одно из средств управления рисками) входила в число стимулов к началу применения контрактов на нефть и нефтепродукты на существующих товарных биржах (NYMEX) и к созданию специальных нефтяных бирж (IPE). Менеджеры финансовых рынков начали заниматься рынками нефти, привнося в них методы финансовых рынков и специальные производные инструменты по нефти (нефтяные фьючерсы и опционы). К концу 1980-х годов сложилась нынешняя сложная договорная структура нефтяного рынка (*см. рисунок 4*). В настоящее время мировые цены на нефть устанавливаются на нефтяной бирже (*см. главу 3*), хотя при этом все прочие договорные формы, определявшие цену нефти на более ранних этапах, по-прежнему применяются, но уже не играют былой доминирующей роли.

Этапы эволюции нефтяного рынка и механизмы ценообразования

Одновременно с эволюцией нефтяных рынков происходило формирование преобладающих на них методов ценообразования и эталонной нефти. На начальных этапах (*см. таблицу 1*) в качестве таковых использовались справочные цены, устанавливавшиеся по принципу трансфертного ценообразования на основе концепции «затраты плюс» (при этом они даже нередко и субсидировались), что обеспечивало минимальные рентные / налоговые платежи владельцам ресурсов. Они применялись для определения размера налоговых платежей

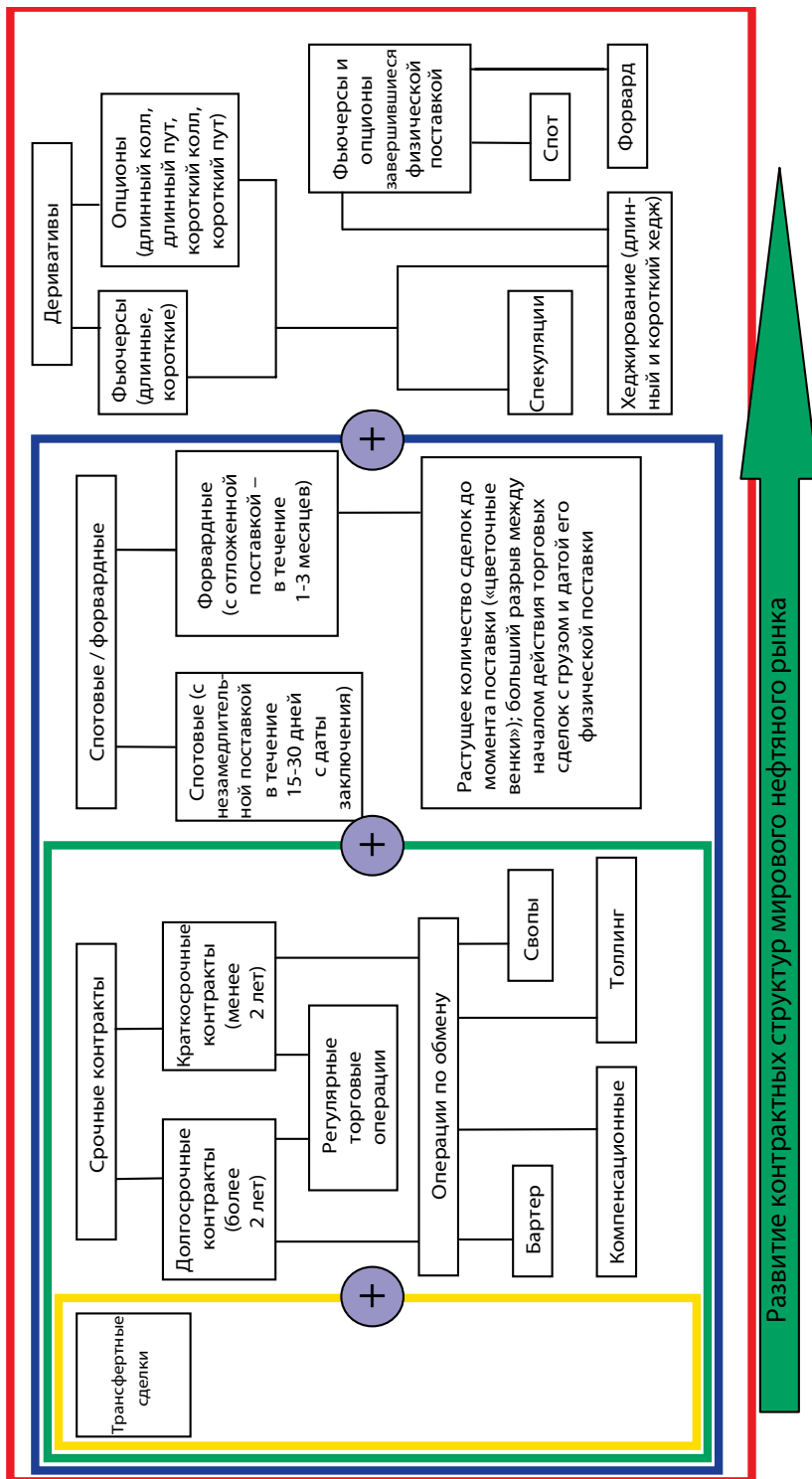
принимающим государствам. Рыночные цены существовали в тот период только в рамках небольшого сегмента рынка с независимыми участниками.

На третьем этапе начинает преобладать спотовое ценообразование. Вместе с тем, в этот период официальные цены реализации ОПЕК и справочные цены сохраняются (главным образом, до 1977 года – пика волны национализаций в государствах-членах ОПЕК) для целей расчёта налогов в рамках ещё существующих концессий и в качестве трансфертных цен в рамках вертикально интегрированных операций концессионеров.

На первых трёх этапах (*таблица 1*) цены устанавливались путём расчёта цены СИФ по принципу «затраты плюс» (с включением как реальных, так и фиктивных затрат). В конце третьего этапа, в 1985 году, в интересах защиты своей доли рынка Саудовская Аравия применила принцип ценообразования *нетбэк*, при котором цены FOB рассчитывались от цен на нефтепродукты (*см. главу 3*). С тех пор цены FOB являются доминирующими на рынке нефти, хотя и рассчитываются от цен СИФ на нефтяных биржах.

На каждом этапе эволюции мирового нефтяного рынка к уже существующим договорным структурам добавлялись новые – новые структуры появлялись в дополнение к существующим, а не заменяли их. На *рисунке 4* слева направо представлена эволюция договорных структур мирового рынка нефти. После каждого крупного изменения достигалось равновесие в рамках расширившейся договорной структуры рынка с новым соотношением между различными договорными элементами. Общая тенденция заключается в том, что рынок двигался от торговли физическими объёмами нефти к операциям с нефтью на бумаге, и именно производные инструменты по нефти (относящиеся к нефти финансовые инструменты) играют доминирующую роль в установлении мировых цен на нефть (*см. главу 3*).

Рис. 4: Развитие структуры мирового нефтяного рынка и видов сделок

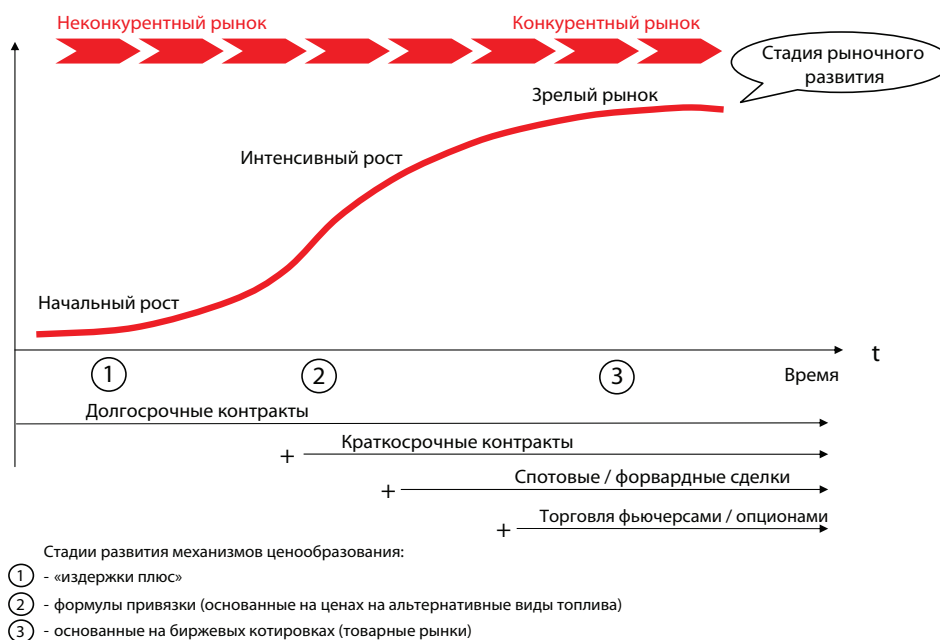


Источник: А.А. Конопляник

История формирования цен на газ

Эволюция газовых рынков и их транзакционных инструментов и механизмов ценообразования может также рассматриваться как связанная с «кривой Хабберта» (см. рисунок 3), хотя при этом газ однозначно отстаёт от нефти. Вначале газ был обнаружен как побочный продукт при поисках нефти – в виде месторождений или попутного газа; на начальном этапе его применение было достаточно ограниченным ввиду отставания в создании инфраструктуры для сбыта газа, и значительные объёмы попутного газа сжигались (и продолжают сжигаться) на факеле. Применение газа традиционно ограничивалось стационарными объектами, где он замещал нефтепродукты, а его применение в автомобильном транспорте по-прежнему находится в зачаточном состоянии. Если на формирование рынка и инфраструктуры для сбыта нефти потребовался определённый период времени, то в случае газа этот период был намного более продолжительным. Для газа требуется стационарная и более дорогостоящая инфраструктура сбыта, а также отвод земель под трубопроводы и распределительные системы.

Рис. 5: Динамика развития газовых рынков



Источник: А.А. Конопляник

Ввиду гораздо меньшей энергонасыщенности газа по сравнению с нефтью и обусловленными этим более высокими затратами на его транспортировку и хранение, формирование газовых рынков происходило лишь в региональном масштабе. Прошло определённое время, прежде чем разведка газа стала экономически привлекательным видом деятельности. Большинство крупных газовых структур было открыто только после Второй мировой войны и разрабатывалось для отечественного потребления, а то и вовсе не разрабатывалось. Гронингенское месторождение в Нидерландах стало первым крупным месторождением, на котором газ добывался для поставки на экспорт.

Эволюция рынка и структура коммерческих операций в различных регионах позволяют предположить, что транзакционные инструменты по газу следуют той же последовательности, как и в случае нефти, однако не по одинаковому пути и не в том же темпе в каждом регионе (см. рисунок 5).

Газовая отрасль сформировалась сначала в Северной Америке – на начальном этапе операции осуществлялись в виде разовых продаж, а позднее – в рамках долгосрочных контрактов. В 1980-е годы газовые рынки Северной Америки первыми начали функционировать как ликвидные; аналогичная структура рынка сформировалась и в Великобритании. Большое значение имеет тот факт, что эволюция в обоих регионах происходила на основе добычи отечественного газа, которая в настоящее время сокращается, и характеризовалась эксплуатацией большого числа средних и мелких месторождений. Структура же рынка в других регионах по-прежнему характеризуется наличием долгосрочных импортных контрактов и «сверхгигантских» месторождений газа. Развитие газовой отрасли в регионах и его динамика подробно рассматриваются в главе 4.

2.3. Структура рынка и рыночные механизмы

Ликвидные рынки обеспечивают прозрачность за счёт выявления цены в ходе свободного биржевого торга и инструменты для хеджирования рисков. Вопрос заключается в том, какие условия считаются необходимыми и достаточными для формирования ликвидного рынка. Как представляется, необходимым условием является появление рынка с реальными сделками в качестве эталона для всех видов производных инструментов. Созданию такого рынка могут способствовать низкие затраты на хранение. Этому могут способствовать и низкие транспортные издержки – различные, но близлежащие рынки могут квалифицироваться как один крупный рынок в случае низких затрат на транспортировку, подобно АРА (Амстердам-Роттердам-Антверпен).

Ликвидность, выражающаяся в ряде финансовых операций, совершаемых в привязке к определённому физическому рынку, по всей вероятности, возрастает по мере увеличения числа участников в секторе. Это объясняется тем, что рост числа производителей, происходящий при эксплуатации более мелких месторождений, разработка которых началась после открытия и истощения крупных, будет способствовать увеличению числа совершаемых финансовых операций. Однако число участников само по себе не является мерилем концентрации рынка, которая определяется не столько количеством участников, сколько долями крупных участников (это отражает индекс Герфиндаля-Хиршмана). Это объясняет, почему со временем сделки с нефтью и газом обнаруживают тенденцию к совершению на ликвидных рынках, что, тем не менее, может сочетаться с доминирующими позициями на рынке ввиду концентрации добычи на единичных крупных месторождениях или ресурсов в нескольких странах. Однако там, где рынки для физических операций не сформировались либо ввиду слишком высоких транзакционных издержек, связанных с транспортировкой и хранением, либо по причине слишком малого числа участников, хеджирование будет осуществляться при помощи других инструментов, таких как долгосрочные контракты и формы вертикальной интеграции.

Глава 3

Формирование цен на нефть



Глава 3: Формирование цен на нефть

3.1. Краткое изложение

Размер, масштаб и сложность мировой торговли сырой нефтью уникальны по сравнению с торговлей другими сырьевыми товарами. В настоящее время ежедневно добывается и потребляется более 80 млн. барр. нефти. Помимо масштабов торговли, стратегическая важность и ключевая роль, которую нефть играет в экономике, делают её уникальным товаром.

В настоящей главе рассматриваются механизмы формирования цен в нефтяном секторе, в частности, образование цен на нефть как на сырьевой товар. Механизмы биржевого ценообразования стали активно развиваться после того, как созданная странами ОПЕК система официальных цен реализации нефти прекратила своё существование в середине 1980-х годов. Образование цен на нефть – хорошо сложившаяся система, и на спотовых нефтяных рынках сформировался полный набор инструментов биржевого ценообразования. Тем не менее, долгосрочные контракты по-прежнему играют значительную роль на рынке нефти, хотя и с другими механизмами формирования цен по сравнению с предшествующими периодами.

Нынешние спотовые рынки развивались с начала 1970-х годов. Сначала их назначение заключалось в балансировании спроса и предложения нефти, и они охватывали не более 3-5% международной торговли нефтью. В 1980-х гг. на спотовые рынки стали поступать растущие объёмы нефти, добываемой в странах, не входящих в ОПЕК. Появились новые ключевые эталонные сорта нефти – *WTI*, *Brent* и *Dubai*, которые стали использоваться в качестве базы для привязки к ним цен на нефть аналогичного качества и места добычи. Прежде эту роль играл сорт *Arabian Light* в рамках системы официальных цен реализации ОПЕК.

Спотовые сделки в основном осуществляются между двумя сторонами по телефону или посредством компьютерной сети – это внебиржевой рынок. Для спотового рынка наличие торгового зала необязательно. Термин «спотовый рынок» применим ко всем разовым сделкам, заключаемым в сфере, где имеет место активная торговая деятельность в отношении одного или более товаров.

Основные спотовые рынки или, скорее, торговые площадки для торговли сырой нефтью, располагаются в Роттердаме для Европы, Сингапуре для Азии и Нью-Йорке для США. Эталонные сорта нефти на этих биржах – *Brent*, *Dubai* и *WTI*.

В то же время, в западных странах также формировались фьючерсные рынки. Они появились благодаря стремлению некоторых нефтяных компаний снизить риски, вызванные высокой неустойчивостью цен. Достижения в сфере информационных технологий и финансовой теории, а также политический климат, благоприятствующий формированию рыночных площадок в противовес государственному администрированию торговых операций, привели к созданию рынков производных финансовых инструментов (деривативов), включая фьючерсы

и опционы. Нью-Йоркская товарная биржа и Международная нефтяная биржа (IPE²⁵) являются двумя основными финансовыми рынками для нефти. Мировые цены на нефть определяются именно этими рынками.

По-прежнему широко применяются долгосрочные контракты. Ближневосточные страны ОПЕК продают свою сырую нефть нефтеперерабатывающим компаниям исключительно на основе долгосрочных контрактов, продолжительность которых составляет обычно один год с возможностью возобновления. Формулы ценообразования, используемые в долгосрочных контрактах, привязаны к эталонным сортам нефти. Долгосрочные контракты с фиксированными ценами, существовавшие в период между двумя нефтяными кризисами в 1970-х гг. и до того, более не применяются.

Ценам на нефть был нанесён тяжёлый удар во время азиатского финансового кризиса в 1997-1998 гг. В конце 1998 г. цены упали ниже уровня 10 долл. США за баррель. В марте 1999 г. страны ОПЕК пришли к соглашению сократить объёмы добычи. К ним присоединились Россия, Норвегия и Мексика. В течение 1999 г. цены повышались по мере выхода экономики азиатских стран из финансового кризиса. В 2003-2004 гг. цены на нефть резко выросли вследствие войны в Ираке и ввиду опасений по поводу террористических атак на объекты нефтяной инфраструктуры на Ближнем Востоке. Этот рост был также результатом недостаточного инвестирования в международную нефтяную промышленность. Большой рост спроса со стороны США и крупных развивающихся стран, который не сопровождался адекватным ростом предложения, привёл в результате к дальнейшему повышению цен на сырую нефть. Это привлекло спекулянтов, которые пришли с финансовых и валютных рынков на товарные рынки и внесли свой вклад в рост цен. Цены на сырую нефть достигли пика при 78 долл. США за баррель летом 2006 года, хотя позднее цены снизились.

При анализе поведения нефтяного рынка очевидно, что рост потребления нефти тесно связан с экономическим ростом. Там, где растёт экономика, растёт и спрос на нефть – в Китае, Индии, на Ближнем Востоке, в США. Ежегодно мировой спрос на нефть увеличивается примерно на миллион баррелей в день. В 2004 году произошёл особенно значительный рост спроса – на 3,2 млн. барр. в день.

На стороне предложения продолжается дискуссия, известная как «теория пика добычи нефти». Представители одной из школ утверждают, что добыча нефти скоро достигнет своего пика, что в свою очередь приведёт к тяжёлым последствиям для мировой экономики. Представители другой школы считают, что в течение некоторого времени достижение пика добычи нефти будет отодвигаться на более отдалённую перспективу по мере того, как в оборот будут вовлекаться новые запасы, благодаря геологоразведке и совершенствованию технологий (см. раздел 2.2). Геологическая служба США (USGS) полагает, что запасы нефти достаточны для сохранения нынешних уровней добычи на протяжении ещё 50-100 лет. На долю 11 стран-членов ОПЕК в 2005 году приходилось 36% мировой добычи, при 78% запасов нефти. Министры стран ОПЕК собираются раз в три месяца для обсуждения уровней добычи. В 2005 году добыча стран, не входящих в ОПЕК, не изменилась по отношению к предыдущему году, по сравнению с ростом на 1 миллион баррелей в день в 2004 году.

25. Intercontinental Exchange Inc (США) купила IPE в 2001 году и переименовала её в ICE Futures в 2005. Однако в настоящем тексте, по историческим причинам, используется название Международная нефтяная биржа (IPE).

Этанол и биодизель – два основных вида биотоплива, которые используются в качестве альтернативного моторного топлива. Рост производства биотоплива в 2005 и 2006 гг. – очевидный пример ответной реакции рынка на высокие цены на нефть путём расширения предложения и соответствующей коррекции энергетической политики государств.

Перед нефтеперерабатывающим сектором стоит много проблем. НПЗ в промышленно развитых странах более десяти лет работают с загрузкой около 90%. Тем не менее, увеличивать мощности или модернизировать нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) в промышленно развитых странах весьма трудно из-за природоохранных норм, регулирования и противодействия местных жителей / властей. Результатом является рост импорта нефтепродуктов и расширение мощностей нефтеперерабатывающих заводов за пределами промышленно развитых стран. Стагнация нефтепереработки явилась также результатом низкой рентабельности НПЗ. Вдобавок ко всему, в действие вступают новые, более жёсткие требования в отношении качества жидкого топлива, и растёт несоответствие между структурой спроса на жидкое топливо, в которой увеличивается доля более лёгких нефтепродуктов, и качеством поставляемой на НПЗ сырой нефти, в которой всё больше доминируют более тяжёлые сорта.

3.2. Введение

3.2.1. Нефть – уникальный товар

В настоящей главе рассматриваются механизмы формирования цен в нефтяном секторе, в частности, механизм формирования цены на нефть как на сырьевой товар, который в середине 1980-х гг. пришёл на смену системе официальных цен реализации нефти, устанавливаемых ОПЕК. Механизм формирования цены на нефть как на сырьевой товар технически эволюционировал от спотовой торговли к фьючерсному рынку и производным финансовым инструментам (см. рисунок 4), которые являются традиционными инструментами на любом товарном рынке. В настоящей главе рассматриваются история и механизм функционирования рынка нефти.

Нефть – наиболее важный энергоресурс, на долю которого приходится более трети первичного потребления энергии (см. рисунок 6). Ожидается, что в ближайшие десятилетия её доля будет по-прежнему самой большой, хотя она и будет несколько уменьшаться. Абсолютные объёмы производства / потребления нефти сократились после второго нефтяного кризиса в 1979 году и достигли минимума в 1983 году. Однако с тех пор абсолютные объёмы постоянно росли, несмотря на колебания цены.

Нефть является всемирным товаром. Вскоре после зарождения современной нефтяной промышленности в Пенсильвании (США) в 1860-х годах, торговля нефтью стала осуществляться в международном масштабе. Нефтяная торговля прошла долгий путь от стабильной, контролируемой крупными нефтяными компаниями системы, существовавшей до конца 1960-х годов, через систему квот ОПЕК в 1970-х годах и в первой половине 1980-х годов – к рыночному механизму с середины 1980-х годов. Торговля сырой нефтью представляет собой ключевое звено между двумя полюсами нефтяного бизнеса: геологоразведкой и добычей

нефти (*upstream*) и переработкой нефти и сбытом нефтепродуктов (*downstream*). Цены на сырую нефть подают сигналы для деятельности как в области разведки и добычи нефти, так и в сфере её переработки и сбыта нефтепродуктов.

Рис. 6: Структура потребления первичных энергетических ресурсов в мире в 2005 г.



Источник: ВР

Объёмы, география и многогранный характер мировой торговли сырой нефтью уникальны по сравнению с другими товарами. В 2005 году ежедневно добывалось и потреблялось более 80 млн. баррелей нефти (см. таблицу 2). Помимо аспекта масштаба, нефть характеризуется тем, что играла существенную роль в мировой истории в течение 20-го века. Стратегическая важность нефти и её ключевая роль в экономике делают нефть уникальным товаром.

Мировой рынок сырой нефти находится в процессе постоянной трансформации. В конце 1980-х годов серьёзным вопросом стало воздействие сжигания ископаемого топлива (включая жидкое топливо) на окружающую среду. Рост терроризма и политической нестабильности на Ближнем Востоке возродили озабоченности в отношении надёжности энергоснабжения. Более высокие цены на нефть стимулируют развитие неископаемых видов топлива, таких как ядерное топливо, топливные элементы (*fuel cells*) или биотопливо. Эти и другие факторы оказывают влияние на будущие цены и механизмы формирования цен.

3.2.2. Нефть и нефтепродукты

В мире насчитывается свыше 130 сортов нефти. Однако сама нефть практически не находит прямого конечного применения (единственным исключением является прямое сжигание лёгкой, малосернистой нефти из Юго-Восточной Азии на электростанциях Японии и Китая). Потребление нефти требует её переработки в нефтепродукты (бензин, топочный мазут и др.).

Ценность нефти определяется общей стоимостью продуктов её переработки, именуемой валовой стоимостью нефтепродуктов (это не означает, что цены на нефть устанавливаются по ценам нефтепродуктов - эти элементы взаимосвязаны). С точки зрения нефтепереработчиков, валовая стоимость нефтепродуктов определяет верхний предел цены на нефть. Каждый поток нефти обладает собственными характеристиками и позволяет получать различные сочетания нефтепродуктов (см. рисунок 7).

Таблица 2: 10 крупнейших потребителей, производителей, импортёров, экспортёров нефти в 2005 г.

	Потребитель	мб/д	Производитель	мб/д	Импортёр	мб/д	Экспортёр	мб/д
1	США	20,8	Саудовская Аравия	10,9	США	13,0	Саудовская Аравия	8,8
2	Китай	6,6	Россия	9,5	Япония	5,4	Россия	6,8
3	Япония	5,4	США	7,3	Китай	3,1	Норвегия	2,7
4	Россия	2,7	Иран	4,2	Германия	2,5	Иран	2,7
5	Германия	2,6	Мексика	3,8	Корея	2,2	Венесуэла	2,4
6	Индия	2,3	Китай	3,6	Франция	1,9	ОАЭ	2,4
7	Канада	2,3	Канада	3,1	Индия	1,7	Нигерия	2,4
8	Бразилия	2,2	Норвегия	3,0	Италия	1,7	Кувейт	2,2
9	Корея	2,2	Венесуэла	3,0	Испания	1,6	Ирак	1,8
10	Саудовская Аравия	2,1	ОАЭ	2,9	Тайвань	1,0	Алжир	1,7
	МИР	83,6	МИР	84,4	МИР	50,0	МИР	50,0

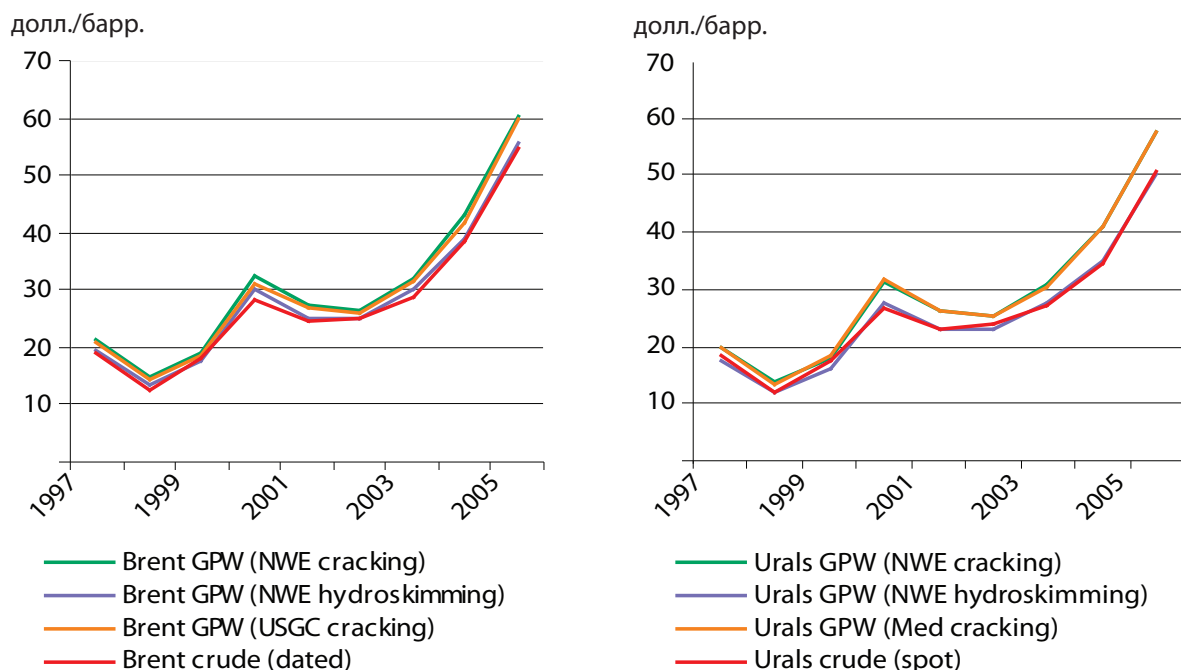
Источник: МЭА, Deutsche Bank

Нефть с низким содержанием серы (менее 0,5%) именуется «сладкой» (малосернистой), а нефть с высоким содержанием серы (более 1,5%) – «кислой» (высокосернистой). Для измерения плотности нефти нередко применяется стандарт Американского нефтяного института (API). Тяжёлыми считаются нефти, плотность которых составляет менее API 22°, в то время как к лёгким относятся нефти с плотностью более API 33°. Нефти средней плотности располагаются в промежутке между этими двумя величинами. Некоторые потоки нефти содержат примеси металлов. Все эти факторы сказываются на цене нефти.

Цена FOB («франко-борт судна») – это цена на сырую нефть или нефтепродукты в порту погрузки, в то время как цена CIF (стоимость, страхование и фрахт) – цена в порту назначения. Покупатели должны дополнительно оплачивать стоимость транспортировки при покупке сырой нефти или нефтепродуктов при цене FOB, в то время как цена CIF уже включает стоимость транспортировки. Кроме того, время установления этих цен различное. Цены FOB устанавливаются на дату погрузки, а цены CIF – на дату разгрузки. Поскольку транспортировка танкерами обычно занимает от нескольких дней до нескольких недель, разница часто бывает ощутимой. Больше принято осуществлять сделки с сырой нефтью по

ценам FOB, а сделки с нефтепродуктами по ценам CIF. Это означает, что покупатели нефти обычно фрахтуют танкеры, чтобы забрать нефть на терминалах стран-экспортёров нефти, а продавцы нефтепродуктов обычно доставляют свои продукты покупателям.

Рис. 7: Чистая стоимость нефтепродуктов и цены на сырую нефть – сравнение Brent (1997-2005 гг.) и Urals (1997-2005 гг.)



Источник: МЭА

3.2.3. Эталонная нефть

В конце 70-х и в 80-х годах появились новые эталонные сорта нефти. Эталонная нефть служит в качестве ценового базиса для нефтей с аналогичным качеством и местом добычи. *Arabian Light*, суточный объём добычи которой составляет 5 млн. барр., являлась эталонной нефтью в системе официальных цен реализации ОПЕК. Однако в связи с формированием спотового и фьючерсного рынков роль *Arabian Light* перешла к *WTI* и *Brent*.

Нефть *Brent* (Северное море) отвечает всем существенным для эталона критериям: надёжность предложения, большое количество продавцов и повсеместное принятие нефтеперерабатывающими заводами и потребителями. Хотя месторождение *Brent* не было крупнейшим в Северном море и испытывало в прошлом проблемы с добычей, его спутниковые месторождения обеспечивали достаточные объёмы добычи для целей рыночной ликвидности. Важным фактором является то, что добычу обеспечивают несколько участников и добыча не концентрируется в руках одной нефтедобывающей компании. Это было основной причиной, по которой нефть *Forties*, в добыче которой доминирующие позиции занимала компания BP, не стала эталонной нефтью для месторождений Северного моря, несмотря на

то, что это было первое крупное нефтяное месторождение в Северном море, введённое в эксплуатацию, и объёмы добычи были значительно больше, чем на месторождении нефти *Brent*.

Нефть *WTI* была выбрана в качестве базисного сорта для фьючерсных контрактов на поставки сырой нефти на Нью-Йоркской товарной бирже в 1983 г. То, что эта нефть продаётся в основном на внутреннем рынке США, и то, что зона её поставок удалена от международных рынков, возможно не лучшим образом удовлетворяет критериям эталонного сорта. Кроме того, нефть этого сорта не обеспечивает больших физических объёмов добычи. Тем не менее, торговля на Нью-Йоркской товарной бирже имела большой успех. Благодаря большим объёмам биржевой торговли нефть *WTI* получила мировое признание.

В то время как сорт *WTI*, ориентированный на финансовый рынок, немедленно реагирует на ожидания рынка, привязка нефти *Brent* к рынкам наличного товара отражает картину международной сбалансированности предложения и спроса. Эталонные сорта нефти являются ключевыми для формирования цен на другие сорта сырой нефти. Они стали ключевыми ценовыми переменными во многих формулах ценообразования. Кроме того, поскольку эти два эталонных сорта являются ценовыми ориентирами для торговых операций на фьючерсных рынках, они также стали основой для большинства операций по хеджированию и управлению рисками и дополнительно подогрели интерес трейдеров.

Поскольку Саудовская Аравия продавала свою нефть только на основе долгосрочных контрактов, нефть сорта *Dubai* постепенно вытеснила нефть *Arabian Light* с позиции эталонной нефти. Сорт *Dubai* стал эталоном, т.к. существовала необходимость в эталонном сорте ближневосточной, и к тому же более тяжёлой и высокосернистой, нефти для международной торговли. В настоящее время наблюдается снижение физических объёмов добычи нефти *Dubai*, и занимаемый ею сегмент рынка становится менее ликвидным. В результате, всё большую роль в поддержке нефти *Dubai* играет нефть *Oman*. Нефть *Dubai*, в комбинации с нефтью *Oman*, связана с другими сортами ближневосточной нефти. Среднемесячная цена на сорт *Dubai / Oman* является основным компонентом в формуле ретроактивного ценообразования при продажах нефти крупными ближневосточными нефтедобывающими странами-членами ОПЕК, такими как Саудовская Аравия, Иран и Кувейт.

Нефть из различных месторождений России и бывших советских республик смешивается при транспортировке по трубопроводной системе Транснефти и образует сорт *Urals*. Экспорт сорта *Urals* в настоящее время составляет около 4 млн. барр. в день. Это второй по объёму физической торговли сорт нефти после *Arabian Light*. Имелся ещё один российский экспортный сорт, называвшийся *Siberian Light*, который транспортировался по отдельной ветке Транснефти к черноморскому порту Туапсе. Объёмы его экспорта составляли несколько сотен тысяч баррелей в день. Проблема, стоящая перед *Urals*, состоит в том, что его рынки ограничены. Сорт *Urals* в основном идет в Восточную Европу по нефтепроводу Дружба, в Северо-Западную Европу танкерами из портов Балтийского моря и в Средиземноморский регион танкерами из черноморских портов через турецкие проливы. В настоящее время нефть *Urals* продаётся с большим дисконтом по отношению к сорту *Brent*, чем разница в качестве этих сортов.

Большинство торговых площадок на рынке нефти привязаны к портам. Однако такие площадки могут формироваться и на внутренних сухопутных, отрезанных от моря территориях. Наглядными примерами является целый ряд торговых площадок на рынке нефти на Североамериканском континенте, а также рынок для российской нефти *Urals*.

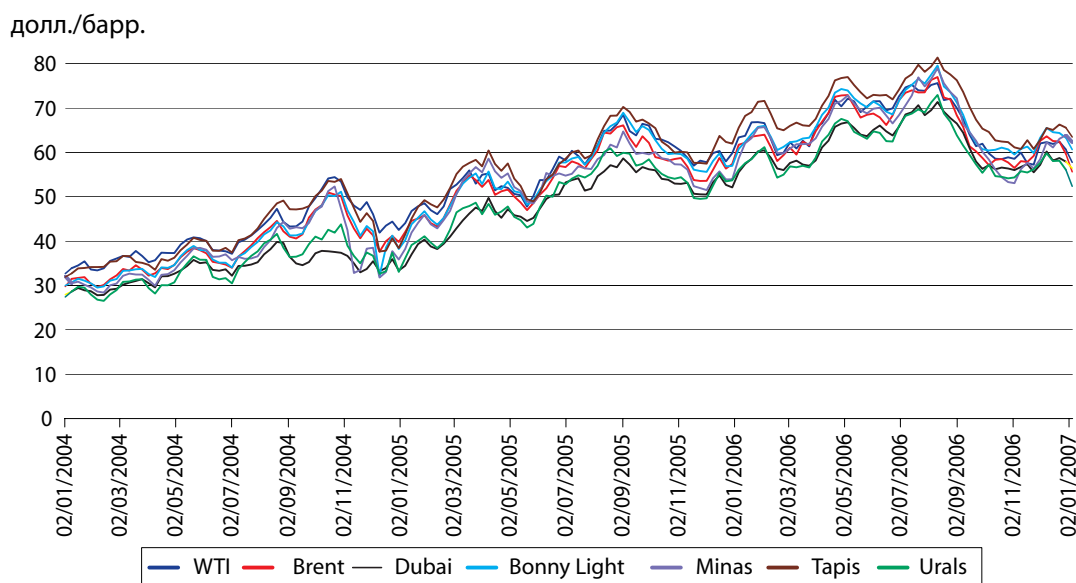
Активная торговля нефтью марки *Urals* осуществляется вдоль трассы нефтепровода «Дружба» между производителями нефти и покупателями (главным образом НПЗ в Германии, Польше, Венгрии, Словакии и Чешской республике). Это способствовало созданию спотового рынка, и цены котируются информационными агентствами.

Существуют другие региональные эталонные сорта нефти, такие как *Tapis* (Малайзия), *Minas* (Индонезия) и *Bonny Light* (Нигерия). Месторождение *Tapis* в Малайзии разрабатывает компания Exxon, а малазийская государственная компания Petronas является официальным продавцом нефти *Tapis* на спотовом рынке. Большая часть торговли осуществляется в форме разменных операций (свопов) между региональными добывающими и нефтеперерабатывающими компаниями. Индонезийская нефть *Minas* регулярно продаётся на спотовом рынке, хотя не в таких объёмах, как *Tapis*. Нефть сорта *Minas* – это нефть среднего качества и объёмы её добычи самые большие в регионе. Добычей нефти *Minas* занимаются компания Caltex и индонезийская государственная компания Pertamina.

Цена «корзины» ОПЕК является индикативной ценой, основанной на ценах следующих 11 сортов нефти: *Saharan Blend* (Алжир), *Minas* (Индонезия), *Iran Heavy* (Иран), *Basra Light* (Ирак), *Kuwait Export* (Кувейт), *Es Sider* (Ливия), *Bonny Light* (Нигерия), *Qatar Marine* (Катар), *Arabian Light* (Саудовская Аравия), *Murban* (ОАЭ) и *BCF 17* (Венесуэла).

В то время как эталонные сорта нефти играют ключевую роль при определении абсолютных уровней цен, большая часть торговли другими сортами сырой нефти осуществляется в форме торгов на основе спреда. Предпочтение в отношении торгов на основе спреда является естественной реакцией на неустойчивость, которая присуща международным рынкам нефти. Разница между ценами имеет тенденцию быть менее изменчивой, чем абсолютные уровни цен (см. рисунок 8). Торги на основе спреда отражают потребность рынков в постоянной коррекции межрыночных взаимосвязей в колебаниях цен.

Рис. 8: Цены на эталонные сорта нефти



Источник: US DOE/EIA

3.2.4. Сделки с сырой нефтью

Бартерные сделки

Бартерные сделки сохраняют свое значение. Считается, что на их долю приходится около 10% от общих объемов продаж. Эти сделки обычно совершаются с сырой нефтью или нефтепродуктами в обмен на товары, услуги или финансовые средства. Ближневосточные страны используют бартерные сделки для приобретения промышленного оборудования (например, заводов по деминерализации морской воды) в обмен на нефть, в то время как другие страны платят за нефтепродукты, например, партиями сахара или орехов кешью. Соглашения о финансировании могут быть составной частью таких сделок. Обычно в рамках таких соглашений предоставляются займы в твердой валюте, а основная сумма займа и проценты погашаются поставками партий сырой нефти. Страны, которые испытывают трудности с доступом на международные финансовые рынки, могут получать выгоду от использования таких методов.

Тесно связаны с бартерными сделками своп-операции по обмену сырой нефти на нефтепродукты и соглашения о переработке нефти (процессинговые сделки). Они используются экспортёрами нефти для удовлетворения внутренней потребности в продуктах нефтепереработки сверх того, что обеспечивают мощности их нефтеперерабатывающих заводов. В рамках сделок по обмену сырой нефти на нефтепродукты определённый объём сырой нефти обменивается на продукты нефтепереработки. Сделки на основе соглашений о переработке обычно подразумевают переработку определённого объёма сырой нефти на заводе третьей страны в обмен на полученные нефтепродукты на основе предварительно согласованных объёмов выхода готовой продукции. Часть полученных нефтепродуктов поставщик нефти забирает обратно, а оставшиеся объёмы продаются нефтеперерабатывающим компаниям или на спотовом рынке. В некоторых случаях эти соглашения выглядят, как продажа на основе ценообразования по принципу *нетбэк* (метод «обратной очистки» цен на нефтепродукты).

Сделки на поставку партий нефти

Спотовые и форвардные контракты основаны на сделках на поставку отдельных партий нефти. Форвардные сделки (т.е. продажи по фиксированной цене с поставкой на фиксированную дату в будущем) подразумевают покупку и продажу партии нефти с поставкой, запланированной обычно на 1-3 месяца вперёд. Спотовые сделки означают сделки с поставкой в пределах от 15 дней до 1 месяца (сделки по продаже нефти с поставкой в тот же день редки). Объёмы нефти, продаваемой на основе спотовых сделок, по оценкам, составляют до 30% от объёма международной торговли нефтью.

Долгосрочный контракт

В начале 1970-х гг. ОПЕК разработала систему долгосрочных контрактов, заменивших систему продаж в рамках вертикально интегрированной системы международных нефтяных компаний. Нефтедобывающие страны взяли контроль над сектором геологоразведки и добычи, что привело к изменению сектора нефтяной промышленности. Концессии на разведку и добычу нефти были заменены контрактными отношениями и затем были экспроприированы. Обычно контракты заключались на основе цены ФОБ, поскольку транспортировка танкерами осталась

за международными нефтяными компаниями. Появились новые национальные нефтяные компании. Крупные нефтяные компании потеряли контроль над ценами на нефть. Цены на нефть стали устанавливаться на совещаниях ОПЕК посредством объявления официальных цен реализации. Эта система просуществовала до середины 1980-х гг. На этом фоне долгосрочные контракты обеспечивали некоторую степень надёжности поставок.

Долгосрочные контракты широко применяются в международной торговле сырой нефтью в настоящее время. Хотя нет достаточно полных данных, считается, что более 50% объёма международной торговли сырой нефтью осуществляется на основе долгосрочных контрактов. Страны ОПЕК на Ближнем Востоке продают свою сырую нефть нефтеперерабатывающим компаниям исключительно на основе долгосрочных контрактов. Аналогичная ситуация наблюдается в отношении российской сырой нефти, которая транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы по экспортным нефтепроводам. Продолжительность контрактов обычно составляет 1 год с возможным возобновлением в рамках объёмов поставок. Для нефтедобывающих стран долгосрочные контракты гарантируют доступ их сырой нефти к рынкам сбыта. Нефтеперерабатывающие компании в странах, потребляющих нефть, могут рассчитывать на стабильные объёмы поставок и качество нефти, обеспечиваемые долгосрочными контрактами. На этой основе нефтеперерабатывающие компании могут оптимизировать свои операции путём покупки недостающих объёмов на рынке разовых сделок.

3.2.5. Формула цены

До 1979-80 гг. на долю долгосрочных контрактов приходилась бóльшая часть международной торговли. В 1970-х гг. сырая нефть продавалась на основе официальных цен реализации, которые устанавливались в соответствии с дифференциалом по отношению к цене нефти сорта *Arabian Light*. Дифференциалы основывались на физических характеристиках сортов нефти и удалённости от рынков. Однако система официальных цен реализации, которая была основой для большинства долгосрочных контрактов, перестала работать в середине 1980-х гг., в условиях снижения потребности в нефти ОПЕК вследствие роста добычи в странах, не входящих в ОПЕК, и абсолютного сокращения мирового спроса на нефть в начале 1980-х годов. Саудовская Аравия, действовавшая как компенсирующий производитель в рамках системы квот ОПЕК, ввела ценообразование по принципу *нетбэк* в конце 1985 г. для защиты своей рыночной доли и тем самым прекратила действие системы официальных цен. Система ценообразования по принципу *нетбэк* увязала стоимость сырой нефти с ценами на спотовом рынке нефтепродуктов (см. раздел 3.2.6).

После периода использования системы ценообразования по принципу *нетбэк* последовал короткий, не увенчавшийся успехом, возврат к системе фиксированных официальных цен. В конце 1987 г., однако, были введены формулы ценообразования, привязанные к конкретным географическим направлениям. Сегодня эта система всё ещё действует. Она непосредственно связана с поведением мировых рынков сырой нефти и позволяет продавцам ориентироваться на конкретные регионы и потребителей путём модификации формул и других аспектов контрактов для удовлетворения индивидуальных потребностей. Результат этих корректировок – индивидуализированные контракты и ценовые формулы. Хотя использование целевых формул снижает степень прозрачности цен, они оказались эффективным, долговечным и гибким инструментом.

Если формула цены связана только с одним сортом эталонной нефти, то конкретные характеристики и специфические рыночные условия эталонной нефти могут иметь большое влияние. Чтобы избежать этого, обычно используют «корзины нефтей», включающие несколько эталонных сортов. Например, обычно формулы для экспорта сырой нефти *Arabian Light* на Азиатско-Тихоокеанский рынок (продажа в восточном направлении) привязаны к сортам нефти *Dubai* и *Oman*. Формулы же для экспорта в Европу и Северную Америку (продажа в западном направлении) используют фьючерсную цену IPE на сорт *Brent (IPE BWAVE)*. Обычно цены при продаже в восточном направлении выше цен при продаже в западном направлении, разница называется «азиатская премия» (*Asian premium*).

3.2.6. Ценообразование по принципу *нетбэк*

Хотя ценообразование по принципу *нетбэк* было коротким эпизодом в истории развития механизмов ценообразования на сырую нефть, эта концепция часто используется при определении цен на другие виды топлива, кроме нефти, например на газ. Ценообразование по принципу *нетбэк* в нефтяном секторе было разработано Саудовской Аравией в 1985 году. К 1984-85 гг. система официальных цен реализации, которая служила основой большинства долгосрочных контрактов, была разрушена. Покупатели находили жёсткие условия и официальные цены неприемлемыми ввиду глобального избытка предложения. Саудовская Аравия действовала как компенсирующий производитель в рамках системы экспортных квот ОПЕК, снижая объёмы своей добычи с тем, чтобы можно было поддерживать общие объёмы добычи в рамках ОПЕК на уровне, обеспечивающем сохранение установленных ОПЕК цен. Однако при такой политике Саудовская Аравия вынуждена была сократить объёмы своей добычи с 10 млн. барр. в день до 3,5 млн. барр. в день, т.е. до нижнего предела добычи, который она должна была поддерживать для обеспечения своих потребностей в попутном газе. Кроме того, попытки Саудовской Аравии необязательно поддерживались другими странами ОПЕК. В конце концов, в 1985 году король Фахд решил увеличить объёмы добычи и восстановить положение своей страны на рынке. Ценообразование по принципу *нетбэк* было введено как инструмент, обеспечивавший повышение объёмов добычи. Оно доказало свою эффективность для Саудовской Аравии в деле быстрого восстановления её доли на рынке.

Формула ценообразования по принципу *нетбэк* следующая:

Цена на сырую нефть (ФОБ) = валовая стоимость нефтепродуктов на спотовом рынке минус фиксированная маржа нефтепереработки минус транспортные расходы (от терминала в стране-экспортёре нефти до нефтеперерабатывающего завода в стране-импортёре).

Эта система ценообразования по принципу *нетбэк* ввела концепцию рыночных цен на сырую нефть, хотя она и была основана на стоимости нефтепродуктов.

Система ценообразования по принципу *нетбэк* была также привлекательна для покупателей (нефтеперерабатывающих компаний), которые в противном случае страдали от нестабильной и низкой маржи. Однако успех системы ценообразования по принципу *нетбэк* и увеличение объёмов добычи в Саудовской Аравии привели к значительному падению цен на нефть в 1986 г. – ниже 10 долл. США за баррель. Иногда этот период называют «нефтяным антикризисом» в отличие от двух предшествующих нефтяных кризисов. Ценообразование

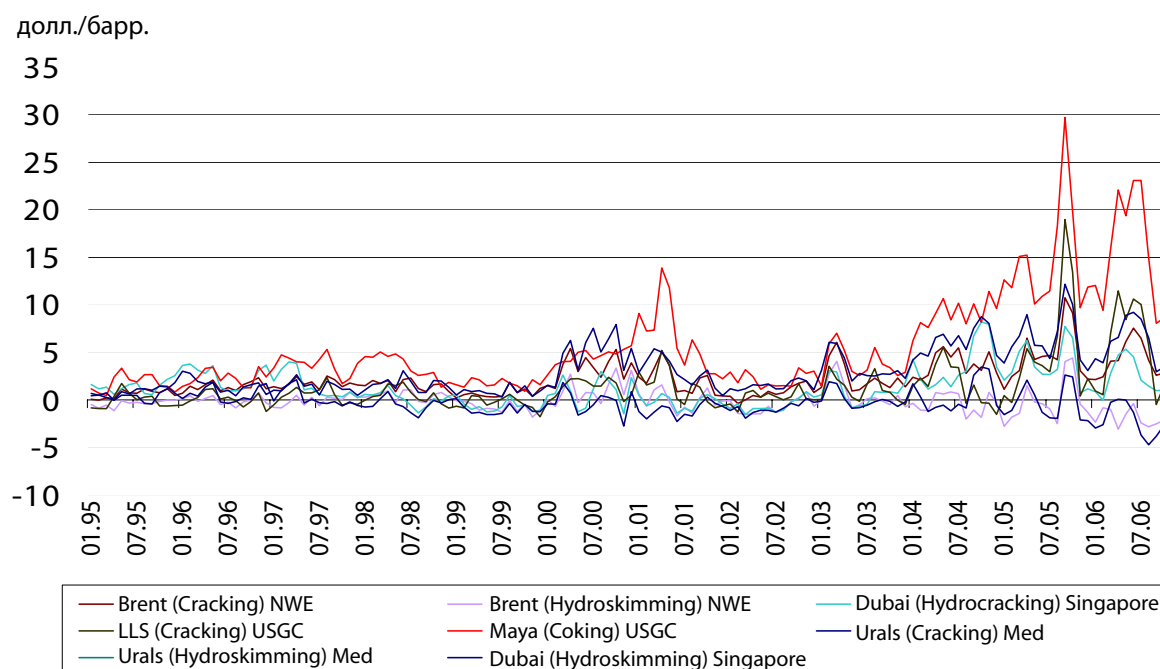
по принципу *нетбэк* обвинили в обвале цен. После короткого периода доминирования ценообразования по принципу *нетбэк*, в конце 1987 года ненадолго вернулись фиксированные официальные цены. Нефтедобывающие страны отказались от этой практики в 1988 году.

3.2.7. Маржа нефтепереработки

Маржа нефтепереработки представляет собой денежный доход или потери, связанные с операциями по переработке сырой нефти. Для целей сравнения по сорту нефти, операции нефтепереработки или региону (см. рисунок 9) при расчётах обычно используют стандартизированные параметры нефтепереработки. Расчёт маржи производится с учётом уровня заработной платы, издержек строительства и прочих издержек, связанных с операциями по нефтепереработке, наряду с переменными издержками, включая покупку и переработку сырой нефти. Расчёт маржи нефтепереработки в большей степени отражает доход от переработки «предельного барреля» (экономику получения наиболее дефицитного нефтепродукта при неизменном составе используемого нефтезаводского сырья), нежели доход, полученный при базовом режиме эксплуатации. Тем не менее, маржа нефтепереработки может также служить указанием нормы финансовой доходности нефтеперерабатывающего предприятия.

Маржа нефтепереработки = валовая стоимость нефтепродуктов минус издержки на сырую нефть минус транспортные издержки и применимые сборы и пошлины минус финансовые издержки минус переменные издержки минус фиксированные издержки.

Рис. 9: Маржи нефтепереработки (1995-2006 гг.)



Источник: МЭА

Существует четыре основных типа операций по нефтепереработке: гидроскимминг, каталитический крекинг, гидрокрекинг и коксование. Нефтеперерабатывающие заводы, работающие по технологии гидроскимминга – это основные, стандартные заводы, где компоненты сырой нефти разделяются при атмосферном давлении путём нагрева, конденсирования и охлаждения. Нефтеперерабатывающие заводы, работающие по технологии гидроскимминга, оборудованы установками для атмосферной перегонки, реформинга нефти и гидродесульфурации. Нефтеперерабатывающие заводы, работающие по технологии каталитического крекинга, кроме вышеперечисленного оборудования, оснащены установками для вакуумной перегонки, каталитического крекинга и алкилирования. Процесс каталитического крекинга обеспечивает дезинтеграцию более крупных, тяжёлых и более сложных молекул углеводорода на более простые и лёгкие молекулы в процессе нагрева и использования катализатора, но без добавления водорода. Гидрокрекинг аналогичен каталитическому крекингу, но подразумевает использование водорода и более высокого давления. Процесс гидрокрекинга обеспечивает превращение тяжёлой нефти (компонентов мазута) в более лёгкие и более ценные нефтепродукты (т.е. в нефть и средние дистилляты, такие как газойль или дизельное топливо). В процессе коксования происходит разделение остатков от перегонки нефти за счёт воздействия высокой температуры и давления и получение более лёгких продуктов (бензина, нефти, газойля) и нефтяного кокса.

В мире существует несколько центров нефтепереработки, включая Северо-Западную Европу, Средиземноморский регион, побережье Мексиканского залива США, западное побережье США и Сингапур. Для расчёта региональной маржи нефтепереработки принято учитывать региональные характеристики в качестве исходных допущений. Нефть сортов *Brent* и *Urals* обычно перерабатывается в Северо-Западной Европе, а нефть сортов *Urals* и *Es Sider* из Ливии – в Средиземноморском регионе. Нефтеперерабатывающие заводы на побережье Мексиканского залива США обычно оборудованы установками для крекинга и коксования. НПЗ на западном побережье США предназначены для переработки более тяжёлой нефти. Расчёт маржи нефтепереработки для Сингапура часто основан на нефти марки *Dubai* для НПЗ, работающих по технологиям гидроскимминга и гидрокрекинга.

3.3. Развитие механизма формирования цен на нефть

3.3.1. Начальный период

Современная нефтяная промышленность начала своё существование с первой продуктивной нефтяной скважины в Титусвилле (штат Пенсильвания) в США в 1859 году. В то время цены на нефть сильно взлетали и падали почти каждый раз, когда на одном месторождении прекращалась добыча или открывалось новое месторождение. Добыча нефти в США была сконцентрирована в районе Аппалачских гор до 1901 года, когда при бурении скважин в Спиндлтопе в восточном Техасе было обнаружено огромное месторождение нефти.

Джон Д. Рокфеллер создал компанию Standard Oil в Кливленде (штат Огайо) в 1870 году и продолжил процесс поглощения конкурентов или выдавливание их из бизнеса. Однако в 1911 году Standard Oil была принудительно разделена на более мелкие компании в ходе знаменитого антитрестовского процесса в США в соответствии с Антитрестовским законом Шермана 1890 г., который объявил монополии вне закона. Три компании из «Семи сестёр» (Exxon, Mobil, Chevron) появились в результате этого принудительного разделения. Хотя многие страны движутся в настоящее время по пути к конкуренции, надо отметить, что доминирующие игроки возникали один за другим в нефтяном секторе по мере его развития. За Рокфеллером последовали «Семь сестёр», а позднее – ОПЕК.

В других частях мира компания Royal Dutch начала добычу нефти в Индонезии в 1890-х гг., а компания Shell Transport and Trading распределяла и продавала керосин в огромном регионе, включая Россию и Дальний Восток. Перед началом 20-го века компании Standard Oil и Shell были уже конкурентами на мировом рынке. Слияние компаний Shell и Royal Dutch произошло в 1907 г., в результате чего возникла компания Royal Dutch / Shell Group. Нобели и Ротшильды основали свои предприятия в Азербайджане, который в то время являлся частью Российской Империи. Однако их активы были экспроприированы во время революции в России в 1917 г. Перед Первой Мировой Войной Уинстон Черчилль (который стал Премьер-министром Великобритании во время Второй Мировой Войны) предвидел необходимость в переходе с угля на нефть для снабжения британского флота топливом, и правительство Великобритании вошло в Англо-персидскую компанию (которая затем стала компанией BP).

3.3.2. Главные нефтяные компании

Когда цены на нефть резко упали после Первой Мировой Войны в 1920-х гг., представители компаний Standard Oil из Нью-Джерси (Exxon), Royal Dutch Shell и Anglo-Persian (Англо-персидская компания) встретились в городе Акнакарри в Шотландии в 1928 году и достигли соглашения о разделе мировых рынков. Это картельное соглашение известно как Соглашение «Красной линии», или Соглашение Акнакарри. Позднее к ним присоединились четыре компании (Chevron, Gulf, Mobil и Техасо). Эти семь компаний стали известны как «Семь сестёр»²⁶, которые смогли стабилизировать мировые цены и поставки нефти.

26. Спустя некоторое время, к этой группе, согласно некоторым исследователям, присоединилась *Compagnie Française du Pétrole*, но название «Семь сестёр» осталось без изменений.

Крупные нефтяные компании (так называемые Majors) имели концессии на обширные территории при очень низком уровне платежей роялти. В период контроля рынка крупными нефтяными компаниями почти вся сырая нефть оставалась у этих вертикально-интегрированных компаний и перемещалась между их подразделениями: от добывающего подразделения, через транспортное, в подразделение, занимающееся нефтепереработкой и маркетингом. Цены на сырую нефть по большей части представляли собой внутренние трансфертные цены, которые поддерживались на низком уровне для минимизации ренты, уплачиваемой в странах по месту добычи нефти²⁷. Только продукты нефтепереработки продавались на коммерческой основе конечным потребителям. В этой связи требуется осторожность при изучении исторического поведения цен на сырую нефть, на что впервые обратил внимание М.А. Адельман из Массачусетского технологического института США²⁸. Данные о ценах на сырую нефть до 1960 г. в основном базировались на отдельных наблюдениях за коммерческими сделками. За период 1960-1972 гг. ценовая статистика более надежна, вследствие публикации спотовых цен на нефть сорта *Arabian Light* Саудовской Аравии.

3.3.3. ОПЕК

Начиная с 1948 года, когда Венесуэла впервые добилась соглашения о разделе прибыли в пропорции 50:50 в рамках своих договоров концессии с иностранными нефтяными компаниями, страны-производители нефти стали ориентироваться на это соглашение при достижении нефтегазовых договорённостей с международными нефтяными компаниями. Снижение спроса на нефть в результате экономического спада в Европе и рост мирового предложения вызвали крупное обрушение цен на нефть в конце 1950-х годов. Это явилось причиной сокращения налоговых поступлений нефтедобывающих стран, которые и без того были довольно низкими ввиду применения системы трансфертного ценообразования в концессионных договорах международных нефтяных компаний с принимающими государствами. В этих условиях Венесуэла, Ирак, Иран, Кувейт и Саудовская Аравия сформировали в 1960 году ОПЕК (Организацию стран-экспортеров нефти).

Хотя ОПЕК не удалось добиться роста цен на нефть в 1960-х годах, она смогла начать их повышение в рамках своих переговоров с крупными нефтяными компаниями в 1969-1972 годах. В 1973 году ОПЕК повысила цены в одностороннем порядке с 3 до 12 долл. США за барр. В 1979 году, после революции в Иране, цены ещё выросли – приблизительно с 12 до более чем 30 долл. США за барр. В 1981 году цены на некоторые сорта нефти превысили уровень 40 долл. США за барр. В этот период страны ОПЕК провели национализацию добывающих

27. Для властей принимающей страны непросто оценить, равняется ли цена, согласованная двумя контрагентами, той, которая была бы согласована двумя независимыми сторонами. Так, например, в норвежской системе налогообложения в нефтегазовой отрасли для определения величины налогооблагаемой прибыли вместо фактических доходов от продаж могут применяться нормативные цены. Нормативная цена устанавливается независимым органом – Советом по нормативным ценам – на основе информации о продажах, предоставляемой компаниями, которые осуществляют деятельность в норвежском секторе, а также исходя из цен на нефть марки *Brent*. См. издание *FACTS, the Norwegian Petroleum Sector 2005* Департамента нефти и газа Министерства нефтегазовой промышленности и энергетики Норвегии на <<http://www.npd.no/NR/rdonlyres/537038C7-8181-4662-995E-F8FAE12919E7/0/Facts2005.pdf>> (просмотр 12 февраля 2007 года).

28. M.A. Adelman, *World Oil Production and Prices 1947-2000*, in *The Quarterly Review of Economics and Finance*, vol. 42, no. 2 (Elsevier, 2002).

активов крупнейших международных нефтяных компаний на своей территории и разрушили созданную ими всемирную интегрированную систему внутрифирменных поставок нефти.

Однако стремительный рост цен привёл к сокращению потребления нефти и увеличению её добычи за пределами стран ОПЕК. Объёмы же добычи в самих странах ОПЕК в период 1973-1985 годов снизились на треть, а доля ОПЕК на мировых нефтяных рынках уменьшилась с 55% до 30%. Саудовская Аравия особенно пострадала от снижения объёмов своей нефтедобычи с пикового уровня 10 млн. барр. в сутки в конце 1970-х годов до 3,5 млн. барр. в сутки в 1985 году. В итоге, в конце 1985 года она приняла решение прекратить выполнение функций буферного производителя в рамках ОПЕК, с тем чтобы увеличить объём своей добычи до 4,5 млн. барр. в сутки. Цены на нефть упали почти до 10 долл. США за барр.

3.3.4. Спотовый и фьючерсный рынки

Нынешние спотовые сделки берут своё начало в первом и втором нефтяных кризисах. Эмбарго, введённое на поставки нефти странами ОАПЕК²⁹ в 1973 году, и иранская революция 1979 года послужили основанием для опасений по поводу дефицита предложения нефти. Покупатели сырой нефти стали нервничать и хотели получить нефть по любой цене. Спотовые цены превысили официальные цены реализации, и объёмы предложений по долгосрочным контрактам переместились на спотовые рынки. В то же самое время, растущие объёмы новой нефти, добываемой в странах, не являющихся членами ОПЕК, также стали поступать на спотовые рынки. Партии нефти с Северного моря продавались в 1980-х гг. исключительно на основе спотовых сделок. До 1985 г. большинство нефтедобывающих стран, тем не менее, продолжали предлагать долгосрочные контракты на основе фиксированной цены. Эти контракты во всё большей степени встречали противодействие со стороны покупателей. Наконец, в 1988 году долгосрочные контракты на основе фиксированной цены прекратили своё существование после того, как было зафиксировано заключение контракта с применением ценообразования по принципу *нетбэк*.

Хотя спотовые рынки перехватили у ОПЕК контроль над ценами на нефть, в конце 1980-х гг. оставалась задача организовать спотовые рынки, т.к. количество спотовых рынков было равно количеству сортов сырой нефти. Постепенно сорта *Brent* и *WTI* стали двумя важнейшими эталонными сортами нефти. Рынки были реорганизованы в привязке к этим двум сортам, а цены на прочие сорта стали индексироваться по отношению именно к ним.

В то же самое время в странах Запада шло формирование фьючерсных рынков. Нефтяные компании стремились снизить риски в свете высокой неустойчивости цен после 1973 года. Достижения в сфере информационных технологий и финансовой теории, а также политический климат, благоприятный для рынков по сравнению с государственным административным управлением – всё это привело к созданию рынков производных финансовых инструментов, включая фьючерсы и опционы.

Фьючерсные нефтяные рынки не новы. Высокая неустойчивость цен на начальном этапе развития нефтяной промышленности США привела к появлению первых нефтяных фьючерсных контрактов в Пенсильвании в 1860 году, которые применялись в виде разрешений

29. Организация арабских стран-экспортёров нефти.

на эксплуатацию нефтепровода. В течение следующих 30 лет более 10 бирж в США, Канаде и Европе осуществляли торговлю нефтяными фьючерсами. Однако после того как Рокфеллер установил монопольный контроль над сектором, и позднее, когда крупные нефтяные компании контролировали рынок, цены стали более стабильными, потребность в управлении рыночным риском пропала, и первая волна торговли фьючерсами также прекратилась.

В 1979 году топливная нефть стала первой продаваться на основе нового поколения фьючерсных контрактов на Нью-Йоркской товарной бирже NYMEX, а затем в 1981 году – на Международной нефтяной бирже в Лондоне. Торговля бензином на основе фьючерсных контрактов началась на бирже NYMEX в 1981 году, торговля нефтью *WTI* – в 1983 году на бирже NYMEX, и нефти *Brent* – в 1988 году на Международной нефтяной бирже. NYMEX начала торговлю фьючерсами природного газа в 1990 году, а Международная нефтяная биржа – в 1997 году. Торговля ведётся жестом и голосом на торговой площадке, называемой «голосовой площадкой». Начиная с 1993 года сделки проводятся также в системе электронных торгов NYMEX Access после окончания торговой сессии на NYMEX. На бирже IPE торговля на открытой голосовой площадке была отменена в 2005 году, и теперь торговля всеми контрактами на IPE осуществляется только электронно.

Фьючерсы на нефть *WTI* на бирже NYMEX – наиболее активно продаваемый товар в мире. Ежедневно продаётся и покупается около 230 млн. баррелей, что почти в три раза больше физического объёма мирового производства / потребления нефти. Торговля контрактами осуществляется лотами в 1000 баррелей каждый со сроками поставки до 72 месяцев со дня заключения контракта. Точка поставки – г. Кушинг, Оклахома. Объёмы торговли фьючерсами нефти *Brent* на IPE составляют примерно 100 млн. баррелей в день. Как и контракты на *WTI*, контракты на *Brent* заключаются лотами по 1000 баррелей, и могут иметь сроки поставки до 72 месяцев со дня заключения контракта. Биржа IPE имеет систему, называемую «обмен фьючерсных позиций на физические поставки» (*exchange of futures for physicals – EFP*). Согласно этой системе, держатели контракта на нефть *Brent* могут обменять свой фьючерсный контракт на спотовый. Таким образом, держатели фьючерсного контракта могут получить такой же результат, что и в случае физической доставки сырьевого товара.

3.4. Спотовый рынок / форвардный рынок / фьючерсный рынок / рынок опционов

3.4.1. Спотовый рынок

Спотовые сделки осуществляются между двумя сторонами в основном по телефону или через компьютерную сеть. Это внебиржевой рынок. Для спотового рынка не является обязательным наличие торговой площадки. Термин «спотовый рынок» применяется ко всем спотовым сделкам, заключаемым в регионе, где имеет место активная торговля одним (или более) товаром. Ключевым преимуществом внебиржевого рынка является то, что условия контракта не обязаны включать спецификации, которые требуются для биржи. Недостатком такого рынка обычно является недостаток прозрачности и риск противоположной стороны в торговле на внебиржевом рынке, который иначе бы приняла на себя биржа.

Основные спотовые рынки сырой нефти находятся в Роттердаме для Европы, в Сингапуре для Азии и в Нью-Йорке для США. Эти рынки используют свои эталонные сорта нефти: *Brent* и *WTI*. В частности, сорт нефти *Brent* был «центром» спотовой и форвардной торговли в 1980-х гг. Есть другие эталонные сорта нефти, на основе которых идёт активная спотовая торговля. Эти сорта: нефть *Ekofisk*, *Forties*, *Oseberg* из региона Северного моря; российский сорт *Urals*; *Dubai* (ОАЭ); *Oman*; *Minas* (Индонезия); *Tapis* (Малайзия); *Alaska North Slope (ANS)* и *West Texas Sour (WTS)* в США; *Forcados* и *Bonny Light* из Нигерии. Хотя большинство сортов нефти в странах ОПЕК продаётся на долгосрочной основе, известно, что некоторые страны ОПЕК используют спотовые сделки для продажи части своей добываемой нефти.

Основные рынки нефтепродуктов расположены на Северо-Западе Европы (АРА – Амстердам, Роттердам, Антверпен), в Средиземноморском регионе (Генуя, Лавера), в Персидском заливе, в Юго-Восточной Азии (Сингапур), в районе Мексиканского залива (включая Карибский бассейн) и на восточном побережье США (Нью-Йорк).

Участниками спотовых рынков сырой нефти являются нефтеперерабатывающие и нефтедобывающие компании. На спотовых рынках нефтепродуктов покупателями являются трейдеры или крупные потребители, а продавцами – нефтеперерабатывающие компании. Трейдеры играют весьма важную роль посредника. Они покупают партии нефти у продавцов и перепродают их конечным потребителям или другим трейдерам. Наряду с трейдерами на рынке действуют торговые отделения нефтяных компаний. Есть также посредники и брокеры, которые помогают заключать сделки. Хотя сами они не покупают и не продают партии нефти, они зарабатывают комиссионное вознаграждение.

Формирование спотового рынка требует больших объёмов торговли и наличия различных рыночных операторов. Рынок в Роттердаме, который иногда сокращенно называют зоной АРА, идеально отвечает этим условиям. Рядом с ним расположены европейские центры потребления и районы добычи в Северном море. Зона АРА – это высокоиндустриальный район, в котором расположено много нефтеперерабатывающих заводов. Также имеются в наличии большие мощности для хранения. Зона АРА является крупнейшей портовой зоной в Европе. Отсюда имеется доступ к рынку Северной Европы по морю. Кроме того, баржи идут в Германию, Швейцарию и Францию по Рейну и другим рекам и каналам. В этой зоне базируется

много финансовых учреждений и нефтяных брокерских фирм (Eurol, Frisol, Transol, Vanol и Vito). В конечном итоге, открытая экономика Нидерландов и Бельгии помогли создать крупный рынок сырой нефти и нефтепродуктов.

Спотовые сделки осуществляются сходным образом на разных рынках. Покупатель, ищущий танкерную партию нефти, поставка которой может произойти в течение одного месяца, заключает контракт с различными нефтедобывающими компаниями и трейдерами, работающими в регионе. Переговоры происходят обычно по телефону. Телефонные разговоры записываются на случай спорных ситуаций. Платёж совершается через 30 дней после загрузки судна сырой нефтью (для нефтепродуктов сроки платежей обычно короче). Механизм торгов на основе спреда (разницы между ценами) регулирует большую часть спотовых сделок с сырой нефтью. В рамках этого механизма переговоры идут не о цене в абсолютном выражении, а о разнице между ценой продаваемой сырой нефти и ценой эталонной нефти. Например, цена сырой нефти из региона Северного моря (например, *Ekofisk* или *Forties*) устанавливается на основе индексирования цены нефти сорта *Brent*.

На внебиржевом рынке цены сделок обычно известны только двум сторонам контракта. Это может стать большим препятствием для активной и ликвидной спотовой торговли. В этой связи существуют публикации, в которых приводятся котировки цен. Этими публикациями занимаются информационные агентства. Наиболее известные среди них – Platt's Oilgram (McGraw Hill) и Petroleum Argus. Для отслеживания цен журналисты агентства Platt's общаются с продавцами и покупателями на рынке в течение дня по поводу цен сделок. Агентство Platt's в соответствии с этим публикует котировки предыдущего дня. Поскольку данные информационных агентств о ценах являются оценкой, основанной на опросах, существует риск ценового манипулирования.

3.4.2. Форвардный рынок

Спотовая торговля породила дополнительный риск высокой изменчивости цен. Для страхования от этого риска (хеджирования) были созданы форвардные и фьючерсные рынки. Правда, в Европе фьючерсная торговля нефтью началась только в 1988 году. Вместо этого в 1980-х гг. были созданы форвардные рынки для торговли нефтью сорта *Brent*. Поэтому на рынке нефти *Brent* существует три ценовые категории. На спотовых рынках, называемых *Dated Brent*, продаются танкерные партии нефти с возможностью поставки в течение 15 дней, в то время как форвардные рынки были созданы для поставок в более отдалённом будущем и получили название 15-дневный *Brent*. Нефть, торговля которой осуществляется на фьючерсном рынке IPE, называется *IPE Brent*.

На форвардном 15-дневном рынке нефти *Brent* осуществляются более стандартизированные операции, чем на рынке *Brent* с немедленной поставкой. Танкерная партия сырой нефти фиксируется на уровне 500 000 баррелей \pm 5%. Поставка производится на терминале Сулом Воу (*Sulom Voe*) в Северном море. При торговле на 15-дневном рынке *Brent* назначается только месяц поставки (например, нефть *Brent* с поставкой в январе, нефть *Brent* с поставкой в феврале, нефть *Brent* с поставкой в марте и т.д.). Покупатель указывает месяц и объём, а продавец – дату поставки партии нефти как минимум за 15 дней до даты поставки. Наименование рынка произошло от этой практики. Когда партия нефти 15-дневный *Brent* названа и установлена её дата, эта форвардная сделка становится спотовой с нефтью *Dated Brent*. Кроме рынков, где

продаётся сырая нефть сорта *Brent*, в Европе есть форвардные рынки бензина, дизельного топлива, керосина, нафты и мазута.

Форвардные контракты занимают промежуточное положение между спотовыми и фьючерсными (см. таблицу 3). При операциях хеджирования риск принимается на форвардном рынке в обмен на противоположный риск на рынке наличного товара. Однако на форвардном рынке также происходят и спекуляции, когда оператор открывает позицию, обеспечивающую ему получение дохода от колебаний цен. Танкерная партия нефти может много раз передаваться от одного трейдера другому между погрузкой и разгрузкой. Серии последовательных сделок купли-продажи танкерных партий нефти, реализуемых в рамках форвардных контрактов, называются *daisy chains*. Большая часть сделок аннулируется обратными сделками.

Участники рынка нефти 15-дневный *Brent* – это обычно нефтяные компании и крупные трейдеры, поскольку эта торговля связана с высокими рисками. На рынке нефти 15-дневный *Brent* продаётся около 1400 партий нефти в месяц. Одна стандартная партия нефти 15-дневный *Brent* в объёме 500 000 баррелей стоила в начале 2007 г. около 30 млн. долл. США.

Форвардные контракты продаются на внебиржевых рынках, которые не так строго организованы, как биржи. Многие элементы находятся в руках двух сторон сделки. Цены на форвардном рынке менее прозрачны, чем на фьючерсном, несмотря на то, что агентства *Platt's*, *Petroleum Argus* и другие информационные службы ежедневно публикуют сообщения о ценах. Кроме того, в отличие от фьючерсного, на форвардном рынке нет расчётной палаты. Поэтому имеется риск для обеих сторон и все записи о сделках должны вестись индивидуально.

3.4.3. Фьючерсный рынок

Фьючерсные рынки значительно выросли с середины 1980-х годов. Нефтяные компании и трейдеры, а также финансовые учреждения используют фьючерсные рынки для страхования против рисков ценовых колебаний.

Таблица 3: Характеристики контрактов: Спот / Форвард / Фьючерс / Опционы

Контракт	Спот	Форвардные контракты	Фьючерсы	Опционы
Торги	внебиржевые	внебиржевые	биржевые	внебиржевые / биржевые
Производные финансовые инструменты	нет	да	да	да
Физические поставки	да	(да)	(нет)	(нет)

Фьючерсный контракт – это соглашение между двумя сторонами о покупке (продаже) товара (финансового актива) с поставкой на будущую дату за определённую цену. В то время как спотовый контракт – это соглашение о покупке (продаже) товара (финансового актива) сегодня. Фьючерсный контракт является производным финансовым инструментом. Производный финансовый инструмент означает финансовый инструмент, ценность которого

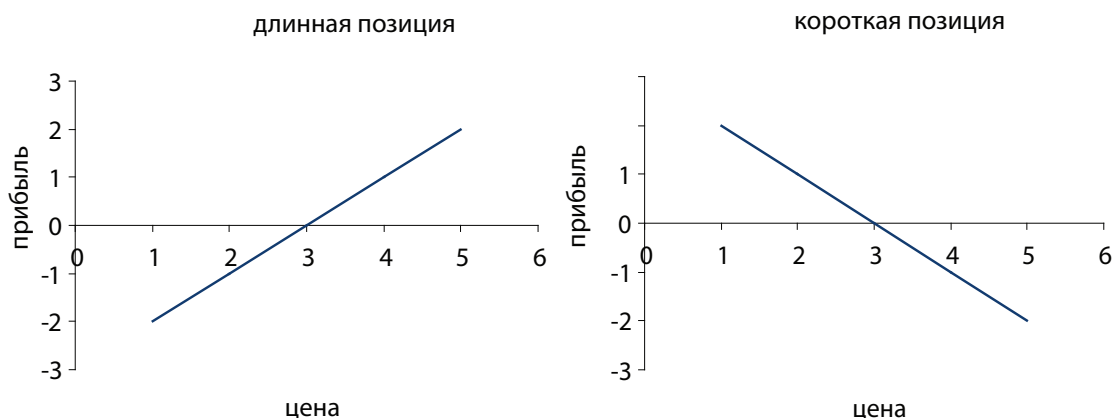
определяется ценностью базовых активов. Как и фьючерсный контракт, форвардный контракт также является производным финансовым инструментом. Торги по форвардным контрактам проходят на внебиржевом рынке, по фьючерсным контрактам – на бирже. Менее 5% фьючерсных контрактов ведёт к физическим поставкам. Вместо этого, держатель фьючерса обычно открывает на рынке противоположную позицию, чтобы два контракта взаимно исключали друг друга.

Биржа производных финансовых инструментов – это рыночная площадка, на которой субъекты торгуют стандартизированными контрактами. Биржа производных финансовых инструментов существует в течение долгого времени. В США Чикагский Совет по Торговле был создан в 1848 г. для торговли производными финансовыми инструментами на сельскохозяйственную продукцию. Конкурент Чикагского Совета – Чикагская товарная биржа – была создана в 1919 г. Биржа определяет некоторые стандартизированные характеристики контрактов и действует как посредник, так что две стороны сделки необязательно должны знать друг друга. Биржа также обеспечивает механизм, который даёт двум сторонам гарантию того, что контракт будет исполнен (риск противоположной стороны). В следующих разделах объясняются некоторые технические характеристики производных финансовых инструментов и бирж.

Длинная и короткая позиции

Сторона занимает «длинную» позицию на фьючерсном рынке, когда она соглашается купить базовые активы на определённую дату в будущем по определённой указанной цене. И наоборот, когда сторона соглашается продать базовые активы на определённую дату по определённой указанной цене в будущем, позиция, которую занимает эта сторона, называется «короткой». На *рисунке 10* показаны графики прибыли.

Рис. 10: Прибыль по отношению к цене для длинной и короткой позиций



Удобная доходность

В случае с сырьевыми товарами, которые покупаются и продаются для потребления (а не для инвестиций во фьючерсные контракты), есть дополнительные преимущества от физического владения товарными запасами. Эти дополнительные выгоды называются «удобная доходность» (*convenience yield*). Например, товарные запасы могут обеспечить более гладкое течение процесса производства в моменты дефицита или когда спрос выше

ожидаемого уровня. Фьючерсные контракты не могут этого обеспечить. Удобная доходность будет отражать разницу между стоимостью физических товарных запасов и стоимостью использования финансового инструмента (см. вставку 4).

Контанго и бэквардейшн (депорт)

Когда уровень удобной доходности ниже текущих расходов (процентов и платы за хранение), рынок находится в ситуации *контанго* (*contango*) (цены на фьючерсные контракты тем выше, чем дальше сроки поставки – см. рисунок 11). Когда уровень удобной доходности выше текущих расходов, рынок находится в ситуации *бэквардейшн* (*backwardation*) (цены на фьючерсные контракты тем ниже, чем дальше сроки поставки – см. рисунок 11). При кризисе предложения или потребительском шоке при низком уровне запасов товара – уровень удобной доходности высокий и рынок находится в ситуации *бэквардейшн*. Если уровень запасов товара высокий, то уровень удобной доходности низок и рынок находится в ситуации *контанго*.

При торговле сырой нефтью рынок обычно находится в ситуации *бэквардейшн*. В период кризиса в Персидском заливе цены на сырую нефть были высокими, и рынок был в ситуации высокой величины *бэквардейшн*. Цены и уровень удобной доходности падали в 1997 году и большую часть 1998 года, когда страны Азии испытывали экономический кризис и рынок вошёл в ситуацию *контанго*. В начале 1999 года ОПЕК согласилась сократить уровень добычи, а Норвегия, Мексика и Россия присоединились к этому решению. В связи с сокращением объёмов добычи и оживлением экономики после азиатского финансового кризиса, цены и уровень удобной доходности вновь начали движение вверх, и рынок вернулся к ситуации *бэквардейшн*. Рынок сырой нефти вновь находится в ситуации *контанго* с начала 2005 г.

Корректировка по рынку

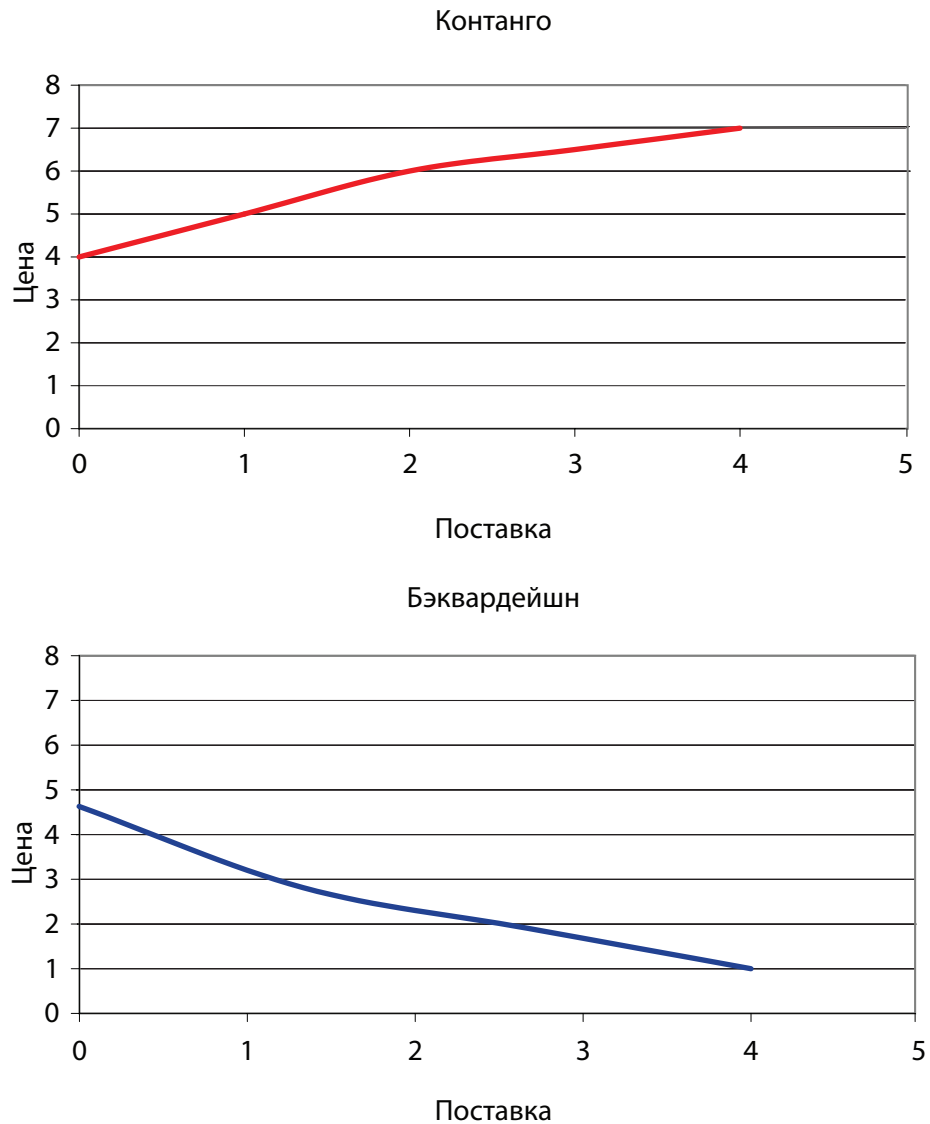
Важной характеристикой фьючерсных рынков является «корректировка по рынку». Брокер на бирже требует от (финансового) инвестора внести средства на маржинальный счёт. Эти средства, или первоначальная маржа, должны быть внесены на момент заключения контракта. Баланс прибылей и убытков инвестора подводится в конце каждого торгового дня.

Расчётная палата

Расчётная (клиринговая) палата действует на бирже как посредник. Она обеспечивает выполнение контракта путём покупки контракта у продавца и продажи контракта покупателю. Сами брокеры должны быть членами расчётной палаты или должны осуществлять свой бизнес через членов палаты. Основной задачей расчётной палаты является отслеживание всех сделок, которые заключаются в течение дня, с тем чтобы можно было рассчитать чистую позицию каждого из её членов.

Так же как (финансовый) инвестор должен иметь маржинальный счёт у брокера, член расчётной палаты должен иметь маржинальный счёт в расчётной палате. Этот счёт называется клиринговой маржей. Брокеры, которые не являются членами расчётной палаты, должны иметь маржинальный счёт у члена расчётной палаты.

Рис. 11: Цена в зависимости от срока поставки в случае контанго и бэквардейшн



3.4.4. Рынок опционов

Торги опционами на тюльпаны в Нидерландах проводились уже в XVI веке, в то время как на Лондонской фондовой бирже котировка опционов на ценные бумаги проводилась уже в 1820-х гг. Торги по первым опционам на энергоносители были проведены с нефтью *WTI* на бирже NYMEX в 1986 г.

Торги опционами проводятся на бирже и на внебиржевом рынке. Существует два основных типа опционов: «колл» и «пут». Опцион «колл» даёт право его держателю купить базовые активы к определённой дате по определённой цене. Опцион «пут» даёт право продать базовые активы к определённой дате по определённой цене. Эта цена является ценой

Вставка 4: Спотовые и фьючерсные цены

Соотношение между спотовыми и фьючерсными ценами выражается следующим уравнением:

$$F_t T = S_t * e^{(r+u-y)*(T-t)},$$

где F: форвардная или фьючерсная цена T: дата поставки t: дата торгов

S: спотовая цена r: свободная от риска ставка процента

u: затраты на хранение единицы товара y: удобная доходность

Согласно этой модели, фьючерсная цена на дату торгов t для даты поставки T является результатом спотовой цены на дату торгов t и $e^{(r+u-y)*(T-t)}$ означает начисление сложных процентов при ставке r+u-y на период T-t. Здесь r+u можно интерпретировать как затраты на физическое хранение, а y как выгоду от этого. Как описано выше,

Если $r+u-y > 0$, то $F_t T > S_t$ – и рынок в ситуации *контанго*

Если $r+u-y < 0$, то $F_t T < S_t$ – и рынок в ситуации *бэквардейшн*

Более того, связь между кривыми форвардных цен (*контанго / бэквардейшн*), движением вверх или вниз спотовых цен и товарными запасами обычно следующая:

Когда физическое хранение не приносит выгоду (что означает рынок в ситуации *контанго*), люди не покупают физический товар и спотовые цены движутся вниз. В результате, товарные запасы растут.

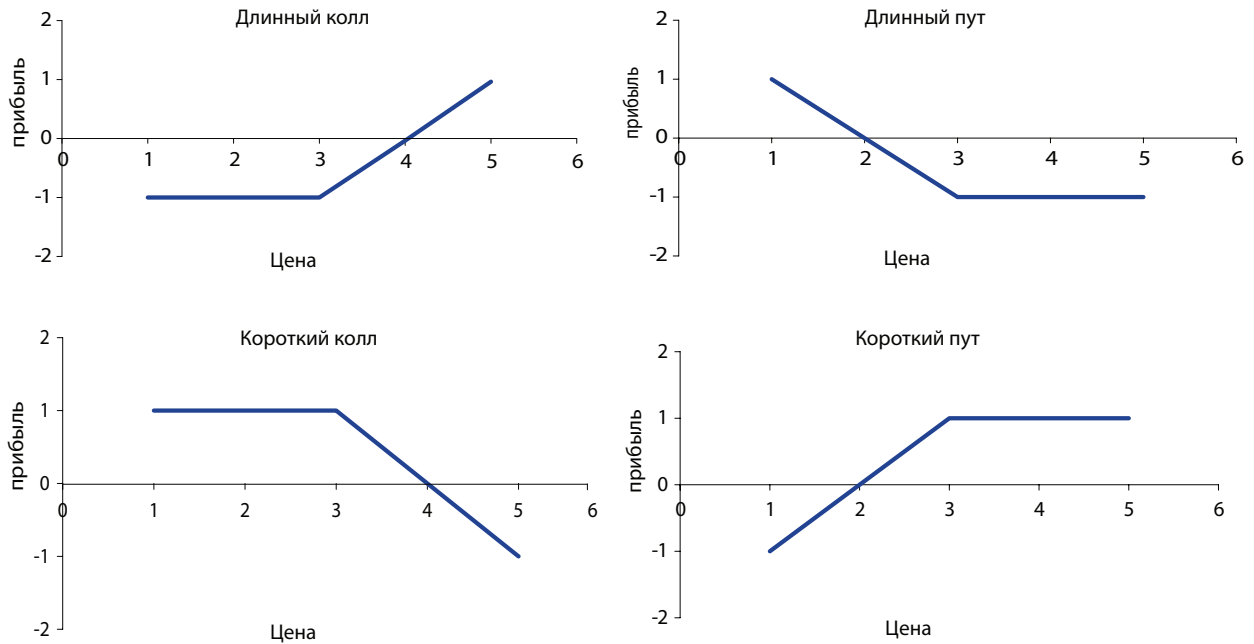
Наоборот, когда физическое хранение очень выгодно (что означает рынок в ситуации *бэквардейшн*), люди покупают физический товар и спотовые цены растут. В результате, товарные запасы снижаются.

исполнения (*exercise price* или *strike price*), а дата – датой истечения срока действия контракта. Американские опционы могут быть исполнены в любое время вплоть до даты истечения срока действия контракта, в то время как европейские опционы могут быть исполнены только на дату истечения срока действия контракта. Следует иметь в виду, что термины «американские» и «европейские» опционы – это только ярлыки, которые не имеют ничего общего с местом нахождения или конкретным рынком.

Кроме того, для опционных контрактов существует две позиции. В этой связи, в целом существует четыре опционных позиции: длинный «колл», длинный «пут», короткий «колл» и короткий «пут» (см. рисунок 12).

Заключение форвардного или фьючерсного контракта не стоит ничего, в то время как покупка опциона требует уплаты первоначальной опционной премии. Существуют модели для определения теоретической опционной премии. Наиболее известная из них – модель опционного ценообразования Блэка-Шоулза. В целом, модели учитывают относительную позицию цен исполнения по отношению к рыночным ценам, а опционные премии зависят

Рис. 12: Динамика прибыли и цен: «длинный колл» – «длинный пут» и «короткий колл» – «короткий пут»



от таких факторов, как цена исполнения, дата истечения срока действия контракта, неустойчивость рынка и процентные ставки.

Когда цена исполнения опциона «колл» ниже рыночной, тогда цена исполнения опциона становится более выгодной покупателю, чем текущая цена финансового инструмента, лежащего в его основе. В таких случаях опцион называется «при деньгах» (*in the money*) (опцион с положительной внутренней стоимостью). Когда цена исполнения опциона выше рыночной, опцион «колл» имеет отрицательную внутреннюю стоимость и называется «без денег» (*out of the money*). Когда цена исполнения опциона очень близка к рыночной, опцион «колл» имеет нулевую внутреннюю стоимость и называется «при своих» (*at the money*).

3.5. Хеджирование и спекуляция

3.5.1. Хеджирование

Производные инструменты, включая фьючерсные контракты, появились как средство снижения ценового риска. Многие участники фьючерсного рынка являются хеджерами. Хеджирование означает снижение коммерческих рисков, обусловленных внезапным изменением стоимости товара. В настоящем разделе рассматривается применение фьючерсных контрактов и фьючерсных рынков для хеджирования рисков.

Компании осуществляют хеджирование и фиксируют неизвестные переменные, с тем чтобы сосредоточить внимание на своей основной деятельности. Возьмём в качестве примера предприятие обрабатывающей промышленности. Если оно не обладает особым опытом в таких областях, как процентные ставки, валютные курсы и товарные цены, то ему имеет смысл хеджировать риски, связанные с этими переменными, и зафиксировать их. Сделав это, предприятие сможет сосредоточиться на своей основной производственной деятельности, в которой оно является экспертом.

Важно знать, что в некоторых случаях хеджирование влечёт за собой снижение прибыли. В результате операций по хеджированию предприятие может получить больше или меньше прибыли, чем в его отсутствие. Однако цель хеджирования заключается в фиксации непредсказуемых переменных факторов, а не получении большей прибыли. Поэтому если предприятие прибегает к операциям по хеджированию, ему необходимо чётко понимать их суть. Также необходимо признать и тот факт, что на практике идеальных хеджей не существует. Ни один хедж не может полностью застраховать от риска.

Если хеджирование не является нормой в определённом секторе, то компаниям этого сектора следует быть осторожными в отношении того, как они хеджируют. Это обусловлено тем, что в секторе существует конкурентное давление, которое в долгосрочной перспективе корректирует затраты на сырьевые материалы, процентные ставки и валютные курсы, а также цены на товары и услуги, производимые и оказываемые предприятием. Поэтому компания, не осуществляющая хеджирование, может рассчитывать на получение относительно неизменной прибыли, в то время как прибыль предприятия, прибегающего к хеджированию, может колебаться. В таком случае, хеджирование может оказать воздействие, прямо противоположное желаемому.

В 1998 году, когда шло падение цен на нефть, несколько нефтяных компаний подготовило и заключило долгосрочные контракты с целью хеджирования цен на нефть. Хотя на биржах NYMEX и IPE фьючерсные контракты охватывают период до 72 месяцев в будущем, компании редко хеджируют цены на нефть больше, чем на несколько месяцев. В 1998-1999 годах случаев банкротства компаний было очень немного, поскольку нефтяные компании приняли меры по сокращению затрат и оптимизации деятельности, с тем чтобы адаптироваться к условиям хозяйствования, характеризующимся низкими ценами на нефть. Вместе с тем, некоторые компании, заключившие договоры хеджирования, через несколько лет были приобретены конкурентами после возобновления роста цен на нефть.

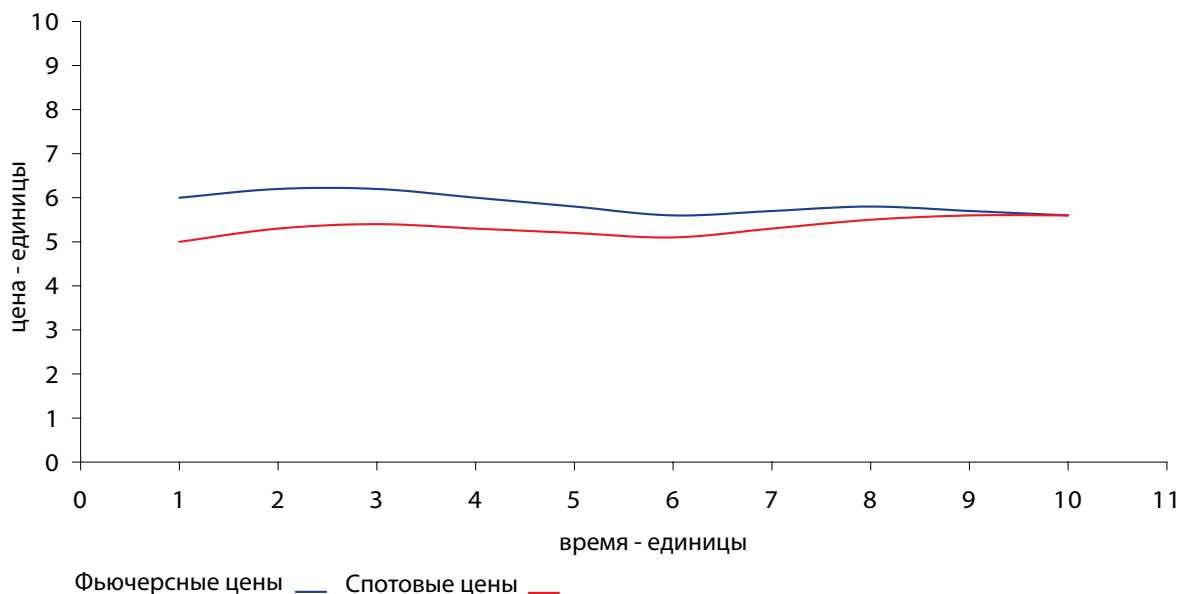
3.5.2. Длинный хедж и короткий хедж

Операции по хеджированию опираются на тот факт, что фьючерсные цены совпадают со спотовыми ценами в день поставки (см. рисунок 13). То есть в момент поставки фьючерсная цена равняется спотовой цене («цене дня»). Поэтому при хеджировании на фьючерсном рынке производится операция в направлении, противоположном физической сделке. При приобретении физического товара производится продажа фьючерсного контракта (длинный хедж). При продаже физического товара осуществляется покупка фьючерсного контракта (короткий хедж).

Пример (длинный хедж). Нефтеперерабатывающая компания, которой необходимо закупить физический объём нефти, приобретает фьючерсный контракт на фьючерсном рынке сейчас, а продаст фьючерсный контракт на фьючерсном рынке в момент закупки физического объёма нефти. Соответственно, по завершении операции по хеджированию у нефтеперерабатывающей компании на руках фьючерсного контракта не остаётся.

Пример (короткий хедж). Добывающая компания, собирающаяся реализовать физический объём нефти, продаёт фьючерсный контракт на фьючерсном рынке сейчас, а приобретёт фьючерсный контракт на фьючерсном рынке в момент реализации нефти. Для того чтобы сначала продать фьючерсный контракт, производитель (у которого нет фьючерсного контракта) заимствует его у кого-либо (на бирже имеются брокеры, занимающиеся сделками по заимствованию). Когда производитель приобретёт фьючерсный контракт, он вернёт этот контракт тому, у кого он был одолжен. При отсутствии желающих одолжить фьючерсный контракт положение именуется «зажатым» (*squeezed*). Такая ситуация является одним из факторов, обуславливающих важное значение ликвидности рынка.

Рис. 13: Соотношение фьючерсных и спотовых цен



Вставка 5: «Крэк спред»

Производные инструменты могут объединяться в рамках одной стратегии торгов. Одна из таких стратегий именуется «крэк спред» («спред нефть-нефтепродукты»). Нефтеперерабатывающая компания, закупающая нефть и реализующая бензин / топочный мазут, получает прибыль за счёт разницы цен. Поэтому нефтеперерабатывающие компании более заинтересованы в ценовой разнице между нефтью и бензином / топочным мазутом, чем в абсолютных уровнях цен. Нефтеперерабатывающая компания может одновременно провести длинный хедж по нефти и короткий хедж по бензину / топочному мазуту, с тем чтобы зафиксировать спред.

3.5.3. Хеджеры, спекулянты и арбитражёры

Одной из важных причин успеха рынков производных финансовых инструментов является то, что они привлекают много различных типов трейдеров и отличаются большой ликвидностью. Чтобы достичь согласия в отношении сделки, необходимо иметь игроков по обе стороны – продавца и покупателя. На рынке есть три категории игроков: хеджеры, спекулянты и арбитражёры.

Хеджеры используют фьючерсы и прочие производные финансовые инструменты для снижения риска, который они несут в связи с потенциальными будущими изменениями на рынке. Хеджер – это покупатель или продавец реального товара (например, нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая компания), который открывает позицию на форвардном или фьючерсном рынке.

Хеджеры желают избежать ценовых рисков, в то время как спекулянты желают открыть позицию на рынке. Спекулянты «ставят» на то, что цена будет повышаться (или понижаться). Спекулянт не покупает и не продаёт реальный товар, но принимает на себя риск в надежде получить прибыль на фьючерсном рынке.

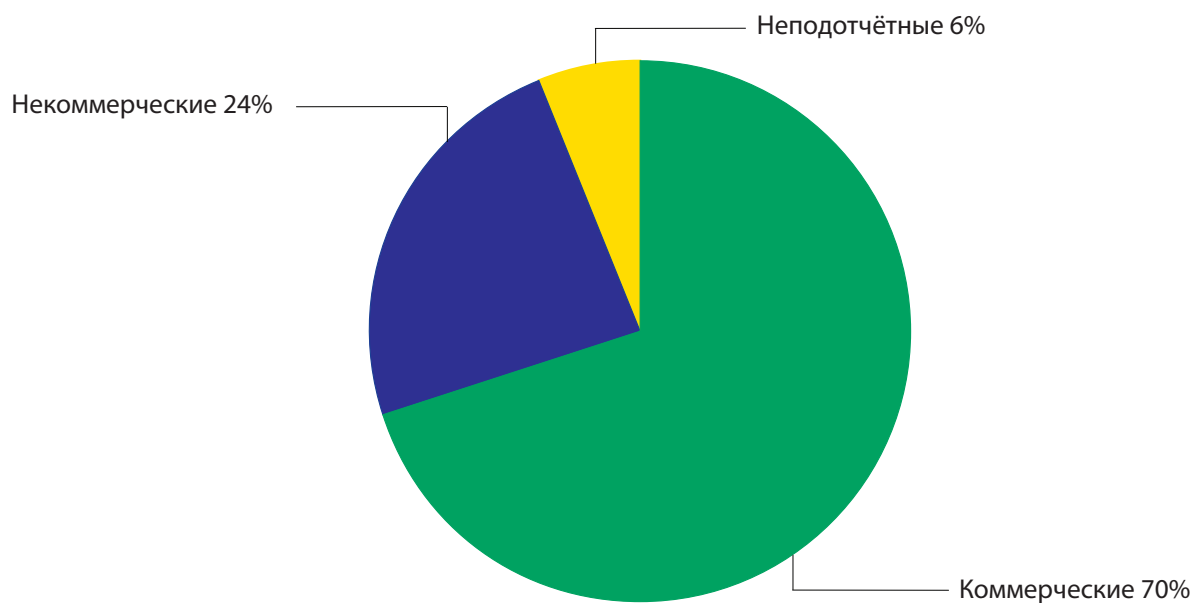
Арбитражёры открывают компенсирующие позиции в отношении двух или более инструментов с целью обеспечения прибыли. Другими словами, арбитражёры обеспечивают получение прибыли без риска путём одновременного заключения аналогичных сделок на двух (или более) рынках.

3.5.4. Регулирующий орган

В США Комиссия по срочной биржевой торговле (CFTC), учрежденная как независимый орган в 1974 году, регулирует рынки товарных фьючерсов и опционов. Задача CFTC заключается в защите участников рынка и общества от мошенничества, махинаций и злоупотреблений в области продажи товарных и финансовых фьючерсов и опционов и содействии формированию открытых, конкурентных и здоровых в финансовом отношении фьючерсных и опционных рынков. CFTC также отвечает за опубликование цен и обеспечение отчётности трейдеров фьючерсами по своим непогашенным позициям.

Через CFTC могут быть получены различные сведения о рынках фьючерсов и опционов в США. Одним из интересных видов информации являются непогашенные позиции с разбивкой по категориям трейдеров, что демонстрирует спекулятивную деятельность. Согласно классификации CFTC, трейдер квалифицируется в качестве коммерческого (хеджера), если он «коммерчески» вовлечён в физическую предпринимательскую деятельность, хеджируемую посредством рынков фьючерсов или опционов. Некоммерческие и неподотчётные трейдеры рассматриваются как спекулянты. На *рисунке 14* ниже представлено положение на NYMEX по состоянию на 20 февраля 2007 года. Как правило, доля спекулянтов на NYMEX составляет 25-30% (см. *вставку б*).

Рис. 14: Позиции фьючерсов на WTI на NYMEX по состоянию на 20 февраля 2007 г.



Источник: US CFTC

Вставка 6: Товароиндексные фонды

Товароиндексные контракты представляют собой финансовый инструмент, связанный с конъюнктурой товарных рынков, включая энергоносители, ценные металлы, промышленные металлы, сельскохозяйственную продукцию и скот. Прибыль рассчитывается на основе комбинированных контрольных показателей по этим товарным рынкам. С учётом большого веса нефти в такой комбинации, движение индекса весьма напоминает динамику цен на нефть.

Институциональные инвесторы и пенсионные фонды вкладывают крупные деньги в нефтяные рынки через товароиндексные контракты. По некоторым оценкам, на долю товароиндексных фондов приходится свыше 20% всего нефтяного фьючерсного рынка. Однако чётких данных об их активности нет. Это объясняется двумя причинами: во-первых, торги по товароиндексным контрактам проводятся, главным образом, на внебиржевом рынке, по которому отсутствуют достоверные данные; и, во-вторых, ввиду того, что некоторые финансовые учреждения, осуществляющие торги по товароиндексным контрактам, владеют акциями компаний, которые ведут бизнес с реальными товарами – они относятся к категории «коммерческие» по классификации CFTC и не могут быть отделены от собственно хеджеров.

Одним из заметных воздействий товароиндексных фондов является, пожалуй, состояние *контанго* нынешнего нефтяного рынка. Рынок находится в положении *контанго* с начала 2005 года, за исключением осени 2005 года, когда на США обрушились ураганы. Как уже указывалось выше, на рынке в состоянии *контанго* цены, как правило, снижаются, и товарные запасы растут. Однако именно в таком состоянии *контанго* в августе 2006 года на рынке была зафиксирована рекордно высокая цена нефти на уровне 78 долл. США за баррель.

В случае товароиндексных фондов применяется стратегия «только длинных позиций», в соответствии с которой фонды занимают длинную позицию по контрактам с отсроченной поставкой в течение длительного времени. Это отличает их от фондов хеджирования и других трейдеров (относимых к категории «некоммерческие»), которые покупают и продают контракты в месяцы срочной поставки. Существует рабочая теория, согласно которой спекулятивные деньги из товароиндексных фондов «ушли» в контракты с отсроченной поставкой, по которым ликвидность низка, а цены возросли. Кроме того, такая стратегия «только длинных позиций» требует, чтобы рынок, находящийся в состоянии *бэквардейшн*, приносил прибыль при ролловере контрактов³⁰. Поэтому такие фонды инвестируют в дальнейшие месяцы поставки, которые остаются в положении *бэквардейшн*, и, в результате, та часть рынка, которая находится в состоянии *контанго*, расширяется далее от месяца срочной поставки.

Летом 2006 года рынок нефти находился под воздействием неординарных факторов. Помимо влияния товароиндексных фондов, имели место многочисленные конфликты на Ближнем Востоке, некоммерческие игроки занимали рекордно высокие спекулятивные длинные позиции, и наблюдался высокий уровень товарных запасов на фоне ограниченных резервных мощностей ОПЕК по добыче, высоких цен на бензин и напряжённого положения в сфере нефтепереработки. Кроме того, происходило ослабление позиций доллара США – валюты, в которой деноминируются цены на нефть, – по отношению к евро. К осени 2006 года наблюдалось некоторое ослабление напряжённости на Ближнем Востоке, а спекулятивные позиции стали преобразовываться в короткие. И цены на нефть начали снижаться, следуя базовым законам рынка.

30. Ролловер контракта (*roll-over of a contract*) – перенос открытой позиции с одного будущего периода на другой, сопровождающийся покупкой (продажей) позиции на ближайший месяц и одновременной продажей (покупкой) позиции на более отдаленный месяц.

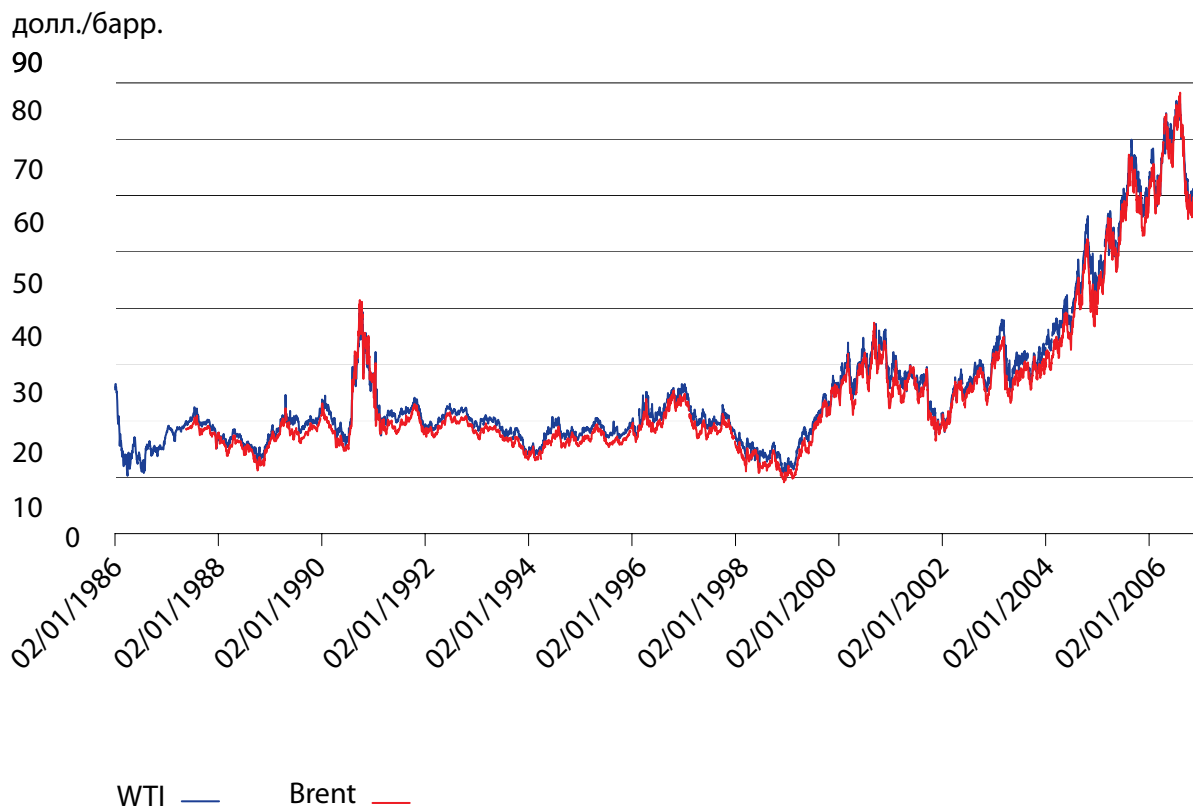
3.6. Основы современного рынка нефти

3.6.1. Недавние изменения в области цен

В данном разделе рассматриваются силы, действующие в настоящее время на рынке нефти, и изучаются недавние тенденции и изменения в области спроса, предложения, нефтепереработки и запасов.

В августе 1990 года Ирак вторгся в Кувейт, и цены на нефть начали стабильно расти. Однако в течение недели после того, как США и их союзники начали воздушные бомбардировки Ирака в январе 1991 г., цены на нефть вернулись к уровню ниже 20 долл. США за баррель. Иракская и кувейтская нефть пропала с рынка. Ирак не входил в квоту ОПЕК с 1990 года. В то же самое время сокращалось производство и экспорт из бывшего Советского Союза в связи с политическими и экономическими изменениями в стране. Но рост добычи в других странах ОПЕК и в Северном море компенсировал это влияние, и цены на нефть продолжили снижение.

Рис. 15: Мировые спотовые цены на сырую нефть в 1986-2007 гг.



Источник: US DOE/EIA

В 1996 году высокие темпы развития мировой экономики способствовали росту цен на нефть. Однако по ценам на нефть сильно ударил азиатский финансовый кризис 1997 и 1998 годов. Тем не менее, по результатам встречи, состоявшейся в ноябре 1997 года в Джакарте, ОПЕК решила увеличить производство. Цены на нефть упали ниже уровня 10 долл. США, и страны ОПЕК приняли решение сократить добычу нефти в марте 1999 года. Норвегия, Мексика и Россия последовали их примеру. По мере того, как страны Азии выходили из кризиса, цены опять начали свой рост в 1999 и 2000 годах. После 2004 года цены превысили верхний уровень ценового коридора между 22 и 28 долл. США за барр., установленного ОПЕК.

Хотя цены на нефть не отреагировали немедленно на террористические акты в Нью-Йорке и Вашингтоне 11 сентября 2001 года, они сильно выросли в 2003 и 2004 годах в результате войны в Ираке и растущего страха в отношении нападения террористов на нефтяные сооружения на Ближнем Востоке. Базовые законы рынка также сыграли важную роль в этом росте цен на нефть. В 2004 году мировой спрос на нефть увеличивался самыми высокими за последние годы темпами. На стороне же предложения свободные мощности составляли всего 2 млн. баррелей в день при уровне потребления 80 млн. баррелей в день. Узкие места в системе нефтепереработки, особенно при производстве бензина в США, также обеспечивали дополнительное повышающее давление на цены на нефтепродукты и на нефть.

Летом 2006 года цены на нефть достигли нового рекордного уровня в 78 долл. за барр. в процессе эскалации конфликтов на Ближнем Востоке. Однако цены снизились осенью, когда политическая ситуация улучшилась и спекулятивные деньги ушли с рынков (см. рисунок 15).

3.6.2. Спрос

Для функционирования экономики необходима энергия. Увеличение потребления энергии тесно связано с экономическим ростом, хотя изменение структуры потребления и повышение эффективности использования энергии (уменьшение «энергоемкости») может способствовать замедлению роста спроса. Что касается нефти, то связь между экономическим ростом и потреблением нефти устанавливается эконометрически и нередко используется для прогнозирования спроса на нефть. С географической точки зрения, рост спроса на нефть наблюдается в Китае, Индии и на Ближнем Востоке. Повышение спроса на нефть также отмечается в США в связи с продолжающимся ростом их нефтеёмкой экономики. В то же время спрос на нефть в Европе и тихоокеанских странах ОЭСР квалифицируется как вялый.

В промышленно развитых странах спрос на нефть увеличивается за счёт транспортного сектора. Доля транспорта в потреблении нефти возрастала в течение нескольких последних десятилетий. Несмотря на то, что правительства содействуют применению таких альтернативных видов топлива, как компримированный, или сжатый, природный газ (КПГ) и биотопливо, в секторе транспорта трудно полностью заменить нефть как транспортное топливо. Спрос на транспортные топлива также растёт в развивающихся странах по мере повышения уровня доходов и формирования соответствующей инфраструктуры. Кроме того, в развивающихся странах росту спроса на нефть способствуют и другие секторы экономики, включая электроэнергетику.

В 2004 году отмечено значительное повышение спроса. Мировой спрос на нефть увеличился на 4,0%, или на 3,2 млн. барр. в сутки. На долю Китая пришлось четвертая часть данного

прироста – 0,8 млн. барр. в сутки. С другой стороны, в последние два года спрос на нефть оказывался под определённым влиянием высоких цен на нефть. Темпы роста замедлились по сравнению с их уровнем 10 лет назад. Тем не менее, ежегодное увеличение спроса на нефть составляет свыше 1 млн. барр. в сутки.

3.6.3. Предложение

Имеющиеся на Земле углеводородные ресурсы неограничены. Дискуссия о том, насколько велики углеводородные ресурсы и как скоро человечество исчерпает запасы нефти, ведётся уже давно. Ключевым моментом являются прогнозы (делавшиеся в разное время), согласно которым не за горами пик добычи нефти (теория «пика добычи нефти»). В 50-е годы американский геолог Мэрион Кинг Хабберт впервые изложил свою теорию достижения пика нефтедобычи, и эта теория привлекла широкое внимание. Одна научная школа утверждает, что добыча нефти в скором времени достигнет своего пика и что последствия для мировой экономики будут самыми серьёзными, поскольку человечество находится в зависимости от нефти. Иную точку зрения представляет научная школа, утверждающая, что пик кривой Хабберта будет сдвигаться во времени в результате открытия новых месторождений и совершенствования технологий. Геологическая служба США считает, что остаточных запасов нефти хватит для сохранения нынешних уровней добычи на протяжении ещё 50-100 лет.

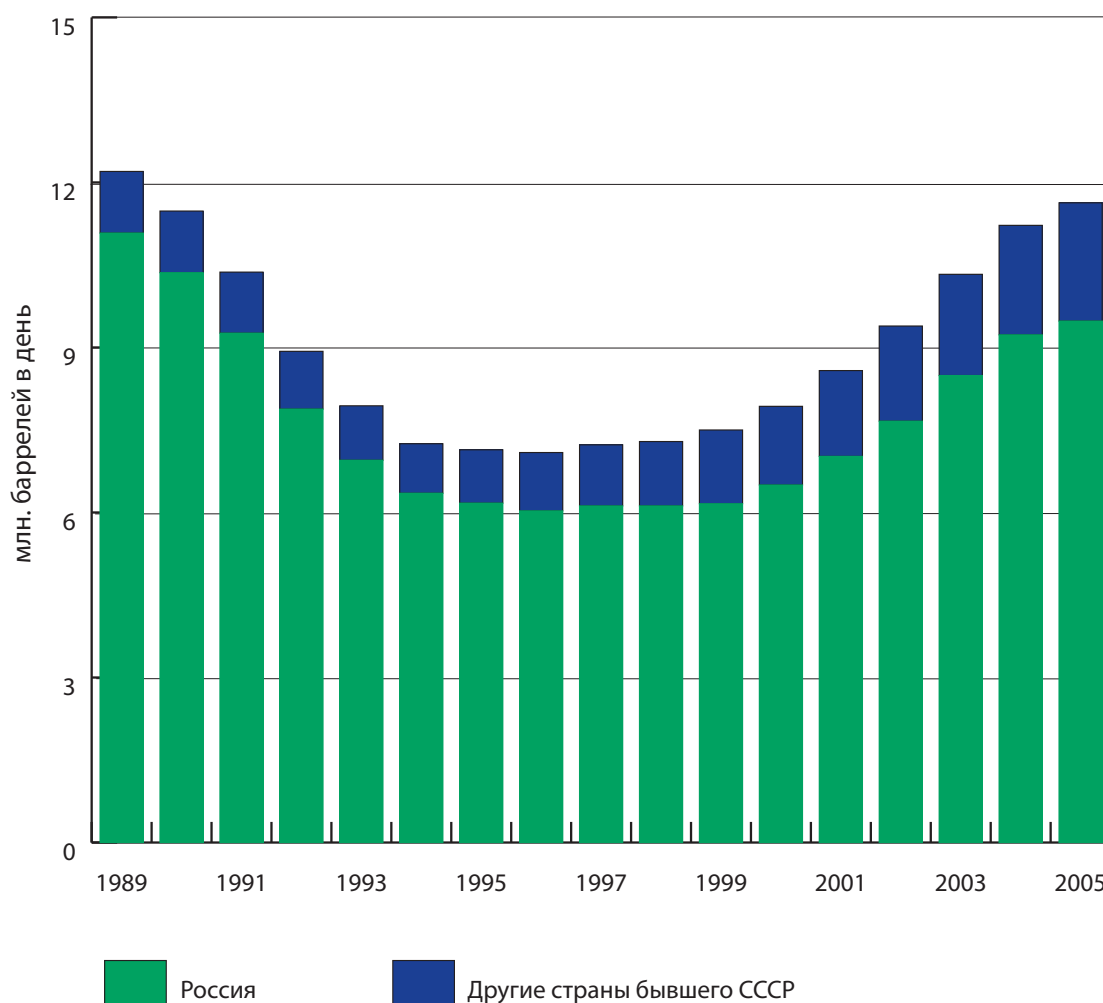
Имеющихся научных данных недостаточно для того, чтобы тем или иным образом авторитетно урегулировать этот спор. Данные либо просто отсутствуют, либо значительная часть имеющихся сведений засекречена по соображениям безопасности или коммерческой тайны. Кроме того, количество запасов, которые могут быть вовлечены в эксплуатацию (в том числе высоковязкой тяжёлой нефти, битума, нефтеносных сланцев) зависит не только от их физического наличия, но и от технико-экономических факторов. Поэтому объём запасов будет меняться по мере технического прогресса и изменения экономических условий.

Одиннадцать государств-членов ОПЕК добывали в 2005 году по 30 млн. барр. нефти в сутки, что составляло 36% от мирового объёма нефтедобычи, причём их доказанные запасы нефти составляли 897 млрд. барр., или 78% мировых запасов. В настоящее время каждые три месяца перед началом нового квартала проводятся встречи министров стран ОПЕК для обсуждения объёмов добычи. Из стран-членов Ирак находился вне системы квот с 1991 года, а Индонезия в 2004 году стала чистым импортёром нефти. Предполагается наращивание резервных мощностей нефтедобычи ОПЕК, которые в настоящее время составляют около 3 млн. барр. в сутки (в странах, не являющихся членами ОПЕК, таковые отсутствуют), за счёт увеличения объёма капиталовложений. Помимо нефти, страны ОПЕК ежедневно добывают свыше 4 млн. барр. широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ), которая находится за рамками системы квотирования ОПЕК. В январе 2007 года Ангола стала полноправным членом ОПЕК, которая состоит теперь из 12 членов, включая Ирак.

В 80-е годы крупнейшим производителем нефти в мире являлся Советский Союз. В 1988 году объём его нефтедобычи достиг пика на уровне 12 млн. барр. в сутки. Однако после политических и экономических изменений в стране добыча снизилась в середине 90-х годов до 7 млн. барр. в сутки. В конце 90-х годов начинается восстановление производственных объёмов, и в последние 10 лет они характеризуются устойчивыми темпами роста (см. рисунок 16). Несмотря

на то, что темпы роста добычи нефти в России в 2005 году замедлились, объёмы нефтедобычи в Каспийском регионе выросли в связи с началом эксплуатации трёх новых трубопроводов (КТК, Казахстан-Китай и БТД), предназначенных для перекачки нефти из региона. Предполагается, что темпы добычи нефти будут и дальше расти в связи с расширением операций на Тенгизском месторождении и разработкой Кашаганского месторождения.

Рис. 16: Добыча нефти в бывшем СССР



Источник: МЭА

Данные МЭА позволяют сделать вывод о том, что в 2005 году объёмы нефтедобычи в странах, не являющихся членами ОПЕК, оставались неизменными на фоне их увеличения на 1 млн. барр. в сутки в 2004 году. Некоторые наблюдатели могут усмотреть в этом начальный симптом будущего необратимого сокращения добычи в странах, не входящих в ОПЕК. Однако более детальный анализ показывает, что подобное ухудшение результатов было обусловлено двумя факторами: промышленная деятельность в Мексиканском заливе в США была серьёзно подорвана последствиями ураганов, а рост добычи нефти в России замедлился после поглощения компаний Юкос и Сибнефть. С другой стороны, ввиду

высоких цен на нефть увеличивается объём инвестиций в промышленные виды деятельности (см. вставку 7), с тем чтобы предотвратить сокращение добычи и обеспечить возможность освоения новых мощностей. Растёт парк используемого бурового оборудования, что является показателем промышленной активности.

Что же касается категории нетрадиционных запасов нефти, то следует отметить, что объём добычи из битуминозных песков в Канаде превысил в 2005 году 1 млн. барр. в сутки. Учитывая высокую стоимость нефти, получаемой из битуминозных песков (более 25 долл. США за барр.), высокие цены на нефть создали более благоприятные условия для этого нетрадиционного источника энергии. Канада располагает вторыми по величине запасами нефти в мире (с учётом битуминозных песков) после Саудовской Аравии. Канада планирует увеличить к 2015 году добычу нефти из битуминозных песков до 3 млн. барр. в сутки. В Венесуэле добыча высоковязкой тяжёлой нефти в настоящее время составляет 0,6 млн. барр. в сутки.

3.6.4. Нефтепереработка

В сфере нефтепереработки имеется целый ряд проблем. НПЗ в промышленно развитых странах эксплуатируются приблизительно на 90% мощности (практически верхний предел) на протяжении вот уже более десяти лет. Вопрос заключается в том, как долго сможет работать отрасль в таком режиме для удовлетворения постоянно растущего спроса. В прошлом спрос на нефть был подорван двумя нефтяными кризисами 70-х годов, в результате чего образовался избыток нефтеперерабатывающих мощностей. Сектор нефтепереработки страдал от избытка мощностей до начала 90-х годов. Однако, начиная с этого времени, разрыв между объёмом мощностей нефтепереработки и уровнем спроса сокращается.

В настоящее время в промышленно развитых странах весьма сложно проводить расширение или модернизацию нефтеперерабатывающих объектов ввиду природоохранных норм и местной оппозиции. Результатом является рост импорта нефтепродуктов и расширение нефтеперерабатывающих мощностей за пределами промышленно развитых стран.

Введение новых, более жёстких технических условий по топливу вызвало необходимость модернизации нефтеперерабатывающих заводов. Кроме того, в области нефтепродуктов спрос смещается в сторону более лёгких сортов бензина, дизельного и реактивного топлива, в то время как по своему качеству исходная нефть становится всё более тяжёлой и сернистой. Такое несоответствие явилось одной из причин роста цен на нефть начиная с 2000 года.

Маржа переработки увеличилась с 2004 года, в особенности для комплексных НПЗ с большой глубиной переработки, которые производят только бензин и средние дистилляты и практически не выпускают топочный мазут. Такие НПЗ характеризуются более высокими коэффициентами использования по сравнению с более простыми установками. По данным МЭА, рост спроса на нефть в ближайшей перспективе будет сопровождаться адекватным приростом нефтеперерабатывающих мощностей. Ожидается, что расширение мощностей произойдёт в Китае, Индии и на Ближнем Востоке. Новые НПЗ в Китае и Индии будут выпускать продукцию для внутреннего потребления, в то время как мощности, которые будут построены на Ближнем Востоке, будут обслуживать и внутренний рынок, и экспорт.

Вставка 7: Биотопливо

Двумя основными видами биотоплива являются этанол и биодизель, получаемые из биологических источников и используемые в качестве топлива на транспорте. Для производства этанола применяется процесс ферментации злаковых и зерновых культур и сахароносов. Семена рапса, соевые бобы и подсолнечник преобразуются в метиловые эфиры, которые могут использоваться в качестве биодизеля. Наблюдаемый в последнее время рост производства биотоплива является наглядным примером ответной реакции со стороны предложения и политики на высокую цену нефти. Биотопливо пользуется популярностью, т.к. оно представляет собой возобновляемые источники энергии с меньшим неблагоприятным воздействием на окружающую среду по сравнению с традиционными видами транспортного топлива. Кроме того, производство биотоплива означает поддержку сельского хозяйства.

Установки для производства биотоплива имеют относительно небольшие размеры, недорого стоят и могут оперативно вводиться в эксплуатацию. Крупными производителями биотоплива являются Бразилия (этанол), США (этанол) и ЕС (биодизель). По данным МЭА, в 2005 году производство этанола выросло на 14% и заняло 2% мирового рынка бензина, а производство биодизеля в том же году увеличилось на 80%, и на долю этого продукта пришлось 0,2% мирового рынка дизельного топлива.

Себестоимость биотоплива зависит от исходного сырья и местонахождения производства. Цены на само исходное сырьё (сахарный тростник, кукурузу и т.д.) склонны к колебаниям. Как правило, производство этанола из сахарного тростника может стать экономически целесообразным при цене нефти на уровне 40 долл. США за баррель. Однако другие виды биотоплива конкурентоспособны только при цене нефти свыше 70 долл. США за баррель, и для их производства, вероятно, потребуются государственные субсидии и освобождение от налогов.

Бразилия начала промышленное производство этанола из сахарного тростника в 1975 году в рамках государственной политики в ответ на нефтяной кризис 1973 года. В течение длительного времени страна сталкивалась с трудностями, обусловленными экономикой производства этанола, однако недавний взлёт цен на нефть кардинально изменил ситуацию. Производство этанола в 2005 году выросло на 50% по сравнению с показателем пятилетней давности и составило 280 тыс. барр. в сутки. На долю этанола приходится 20% внутреннего спроса на автомобильное топливо, и некоторый объём этанола поставляется на экспорт. 20-60% объёма автомобильного топлива, реализуемого на внутреннем рынке Бразилии, в настоящее время приходится на этанол. Появление на рынке в марте 2003 года автомобилей с гибкой топливной системой (такие автомобили могут работать на этаноле или бензине или на их смеси) явилось основным фактором, обусловившим рост спроса на биотопливо. В 2005 году порядка 70% автомобилей, продаваемых в Бразилии, имели гибкую топливную систему.

Получаемый из кукурузы этанол используется в качестве транспортного топлива в США с начала 1980-х годов. В 2005 году в США производилось 250 тыс. барр. этанола в сутки, что позволяло удовлетворять 2,7% общего объёма спроса на автомобильное топливо. По этому показателю США, вероятно, в ближайшее время обгонят Бразилию. Этанол имеет более

высокое октановое число и используется для увеличения октанового числа бензина. Ранее для повышения октанового числа применялся МТБЭ (метилтретбутиловый эфир), однако по соображениям техники безопасности и охраны окружающей среды он был запрещён в 2004 году в Калифорнии, Нью-Йорке и Коннектикуте. Согласно Закону «Об энергетической политике» от 2005 года, снята правовая защита от судебного преследования в связи с ответственностью производителя за безопасность продукции, что, по существу, означает постепенный отказ от применения МТБЭ.

В биотопливном производстве Европы преобладает биодизель (64 тыс. барр в сутки в 2005 году). Этанол производится лишь в ограниченном количестве (16 тыс. барр. в сутки). Это обусловлено постепенным переходом автомобильного парка на дизель и структурным дефицитом дизельного производства. Только за 2005 год производство биодизеля в Европе выросло на 60%. В основе этого роста лежит установленное Европейской Комиссией целевое задание по достижению к 2010 году доли применения биотоплива в транспортном секторе на уровне 5,75%. Отсутствие выбросов серы при сгорании биодизеля также способствует более широкому применению продукта. Крупными производителями в Европе являются Германия, Франция, Испания и Италия.

3.6.5. Товарные запасы

Товарные запасы тесно связаны с ценами. Цена представляет собой точку, в которой сходятся кривые предложения и спроса, в то время как изменение товарных запасов равняется объёму предложения минус объём спроса. Поэтому рынки весьма чутко реагируют на изменения уровней товарных запасов. Рынки мгновенно реагируют на публикацию данных МЭА о товарных запасах (для стран ОЭСР), Американского нефтяного института или Департамента энергетики / Администрации энергетической информации (для США).

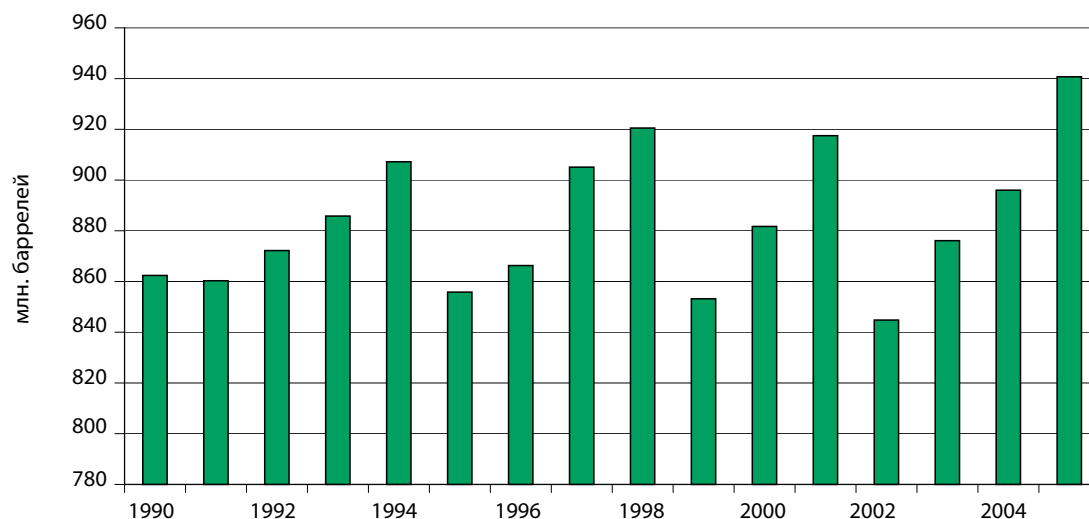
Товарные запасы жидкого топлива накапливаются в виде нефти и нефтепродуктов. Такие запасы создаются в промышленном секторе как текущие коммерческие запасы; правительствами стран, входящих в МЭА, – как стратегические запасы; а также военными ведомствами. ОЭСР / МЭА представляет отчёты по запасам промышленного сектора и государственным запасам в странах ОЭСР (см. рисунок 17).

В настоящее время в странах, не являющихся членами ОЭСР, не существует какой-либо упорядоченной системы отчётности о товарных запасах. С учётом растущего значения таких не входящих в ОЭСР стран, как Китай, Индия и государства Карибского бассейна, были высказаны предложения создать глобальную систему отчётности. Производители в странах, не являющихся членами ОЭСР, также имеют автономные хранилища. Объёмы нефти, хранящиеся на таких объектах, предположительно являются частью тех «недостающих баррелей», которые оказываются неучтёнными в нефтяной статистике ОЭСР / МЭА.

Промышленные резервы, создаваемые НПЗ, портовыми администрациями и операторами терминалов, квалифицируются в качестве первичных и учитываются как товарные запасы. Однако вторичные резервы, находящиеся в хранилищах дистрибьюторов, и третичные резервы, создаваемые потребителями, не учитываются в качестве товарных запасов. Нефть,

перемещаемая из первичных хранилищ во вторичные и третичные (как правило, в виде нефтепродуктов), считается потреблённой и переходит в категорию спроса.

Рис. 17: Запасы сырой нефти промышленного сектора в странах ОЭСР (1990-2005 гг.)



Источник: МЭА

В интересах повышения прозрачности рынка Международный энергетический форум в Эр-Рияде прилагает усилия по созданию мировой статистической системы «Совместная инициатива в области данных о нефти» (*Joint Oil Data Initiative – JODI*). Эти усилия получили поддержку на саммите Группы Восьми, прошедшем в июле 2006 года в Санкт-Петербурге.

3.7. Выводы

Типичные механизмы биржевого формирования цен на сырьевые товары на спотовых и фьючерсных рынках нефти сложились в середине 1980-х годов на базе системы официальных цен реализации ОПЕК. Несмотря на обвинения в манипулировании и спекуляциях, эти механизмы биржевого формирования цен твёрдо занимают своё место и продолжают развиваться благодаря прогрессу в развитии финансовой теории и информационных технологий.

Тем не менее, возникают новые задачи. Наиболее важная из них заключается в решении экологических проблем. Выбросы SO_2 и CO_2 относятся к числу внешних факторов, которые необходимо интернализировать. На Чикагской товарной бирже уже совершались торговые операции с квотами на выбросы SO_2 , а на IPE уже началась торговля квотами на выбросы CO_2 .

В результате развития нефтяной отрасли в период после 1986 года, рынок нефти обрёл характеристики глобального ликвидного товарного рынка со всеми механизмами ценообразования и торговли мировым товаром. Вместе с тем, ликвидность рынка – это не единственный фактор, сказывающийся на уровне цен. Хотя она способствует обеспечению прозрачности и созданию инструментов хеджирования рисков, ликвидность отнюдь не обязательно создаёт конкурентное давление к снижению цен. Структура рынка и форма кривой спроса также имеют важное значение для объяснения уровня цен.

Глава 4

Формирование цен на газ



Глава 4: Формирование цен на газ

Физические свойства нефти и тот факт, что её относительно просто транспортировать и хранить, способствовали возникновению механизмов формирования цен на нефть как на биржевой товар. Однако с газом всё обстоит несколько иначе. Вопрос состоит в том, пойдёт ли газ той же дорогой, что и нефть. В Северной Америке и в Великобритании движение в направлении рыночного формирования цен на газ как на биржевой товар идёт довольно активно. В США и в Великобритании сформированы спотовый и фьючерсный рынки газа. Начинается торговля СПГ на спотовой основе, хотя долгосрочные контракты по-прежнему доминируют на рынке СПГ.

Тем не менее, остаётся открытым вопрос о том, в какой степени физические, технические и экономические различия между нефтью и газом, а также разные традиции, присущие соответствующим секторам, приведут не только к задержке по времени, но и к ограничению применения биржевых механизмов формирования цен на газ за пределами США и Великобритании; и какими будут взаимоотношения между механизмами биржевого ценообразования и традиционными механизмами формирования цен на долгосрочной основе.

В главе 4 подробно описываются различные механизмы формирования цен в Северной Америке, Великобритании и Континентальной Европе, а также на рынке СПГ, с учётом следующего вопроса:

4.1. Станет ли газ таким же мировым товаром, как нефть?

Если в сфере нефти мировой товарный рынок уже сформировался, то положение с газом является более сложным (см. таблицу 4).

На стороне предложения

В Северной Америке и в Великобритании наблюдалось определённое сходство в развитии товарных рынков нефти и газа, подкреплённое сходством природных характеристик и распределения ресурсов, а также успешным реформированием энергетической отрасли. В течение последних 20 лет как в Северной Америке, так и в Великобритании сформировался ликвидный рынок газа.

Показатель ликвидности рынка обычно именуется *чёрн*. *Чёрн* представляет собой соотношение между выставленными на торги и физически поставленными объёмами. Пороговым для ликвидного рынка обычно считается *чёрн* не ниже 15. Узлы газовой торговли в Северной Америке были сформированы самим энергетическим сектором в наиболее подходящих для этого географических точках, и наиболее заметным и важным из них является Хенри-Хаб в Луизиане. *Чёрн* на Хенри-Хаб составляет порядка 100, что свидетельствует о

высокой ликвидности этого рынка. Для сравнения: на рынке нефти *чёрн* для сортов *WTI* и *Brent* составляет порядка 500.

В отличие от Хенри-Хаб, Национальная точка балансирования – условная точка, где проводятся торги по газу в Великобритании, – была создана решением регулирующего органа. К 2004 году *чёрн* на NBP вырос примерно до 15, а затем на некоторое время сократился до 10, подведя NBP к грани, за которой рынок не считается ликвидным. Европейские игроки, предпочитающие стратегию вертикальной интеграции, пришли на смену американским компаниям на электроэнергетическом рынке Великобритании, что привело к уменьшению объёмов торговли на спотовом рынке. Рынки и в Великобритании, и в Северной Америке характеризуются большим числом участников и демонстрируют значительную эластичность спроса, основанную на спросе на газ для электроэнергетики.

Формированию товарных рынков газа в Великобритании и в Северной Америке способствовала специфика газовой отрасли этих стран, и прежде всего тот факт, что эти отрасли развивались на основе собственных ресурсов. Северная Америка обеспечивала собственные потребности в газе вплоть до конца XX века. Великобритания обеспечивала не только свои собственные энергетические потребности, но и в течение небольшого периода экспортировала газ.

Ещё одним общим элементом для Северной Америки и Великобритании является наличие стандартизированных режимов взимания ренты и порядка лицензирования деятельности по разработке новых месторождений. В США ренту получает владелец земли (по закону – в виде роялти, размер которого ограничен 12,5% и который до 1980-х годов определялся на основе регулируемой цены на устье скважины). В Великобритании и Канаде (где вопросы использования ресурсов находятся под контролем провинций) рамки лицензирования устанавливает правительство, которое также чётко определяет правила взимания ренты (в виде дополнительного нефтегазового налога и роялти). Эти рамки, и особенно правила взимания ренты, с течением времени адаптировались к динамике мировой конкуренции за инвестиции в промышленные виды деятельности или к достижению стадии истощения соответствующей нефтегазоносной провинции. И в Северной Америке, и в Великобритании решения о разработке месторождений принимают частные участники рынка, реагируя на рыночные сигналы и базовые рыночные факторы в рамках режима, установленного правительством, однако непосредственного влияния на их решения правительство не оказывает. По мере того, как Великобритания и Северная Америка начинают импортировать СПГ, инвестиции в СПГ в странах-экспортёрах развиваются с нацеленностью на эти рынки.

Следует также отметить, что геология Северной Америки (за исключением месторождений, расположенных в районах, прилегающих к морю Бофорта) и континентального шельфа Великобритании характеризуется большим количеством газовых месторождений от малого до среднего размера и отсутствием гигантских месторождений.

В Северной Америке и в Великобритании хорошо развита конкуренция между различными поставщиками газа, а цены на газ более не привязываются в контрактах к ценам на нефть и эволюционируют самостоятельно. Вместе с тем, фактическая корреляция между ценами на нефть и газ сохраняется из-за эффектов замещения в долгосрочной перспективе, даже несмотря на то, что цены на газ имеют больше пиков, чем цены на нефть, что отражает более изменчивый спрос на электроэнергию.

В отличие от положения в Северной Америке и Великобритании, газовые рынки в континентальной части Европейского Союза (за исключением Нидерландов), а также в Японии и Корее развивались на основе импортируемого газа. Конфигурацию этих импортных рынков определяло стремление стран-экспортёров максимизировать ренту от экспорта газа в качестве компенсации за истощение своих невозобновляемых ресурсов и реализовывать свой газ по максимально возможно высоким ценам.

На сегодняшний день 50% потребления ЕС зависит от трёх крупных стран-экспортёров газа: Алжира, Норвегии и России. Более того, газ экспортируется в ЕС в основном всего с семи сверх-гигантских месторождений (российские месторождения Ямбург, Уренгой и Медвежье, а с 2000 года также Заполярное; Гронинген в Нидерландах; Хасси Р'Мел в Алжире и Тролль в Норвегии).

Для всех этих месторождений характерно сильное влияние государства на принятие решений о разработке и сбыте продукции, оказываемое через компании с полным или преобладающим участием государства, которые используются в качестве одного из инструментов проведения государственной политики получения ренты и информации. В Нидерландах это делалось через Gasunie и посредством обстоятельно проработанной политики в отношении темпов разработки запасов Гронингенского месторождения; в Алжире – через национальную нефтегазовую компанию Sonatrach. В Советском Союзе за разработку месторождений и экспорт газа отвечали соответствующие министерства, а в России после 1991 года эту роль унаследовало ОАО «Газпром», в котором влияние государства является доминирующим. В Норвегии государственная компания Statoil, созданная в качестве инструмента проведения политики государства, впоследствии была дополнена GFU (Комитетом по переговорам в сфере газа) и SDFI (органом, обеспечивающим непосредственное финансовое участие государства). Гигантские размеры месторождений обусловили заключение крупных экспортных контрактов со сроком действия в 20 и более лет с рядом ведущих компаний по импорту газа с объёмом поставок порядка 5-10 млрд. м³ в год. В импорте газа Континентальной Европы по-прежнему преобладают долгосрочные газовые контракты с крупными объёмами поставки.

Экспорт СПГ в Японию и Корею также был основан на освоении крупных месторождений газа в Индонезии, Малайзии и Брунее. При этом экспорт осуществлялся через национальные компании в рамках крупных контрактов.

Структура и концентрация поставок газа в Континентальной Европе и в Японии и Корее, а также их зависимость от импорта показывают, что эти рынки полностью отличаются от Северной Америки и Великобритании. В свою очередь, это говорит о том, что различия в структуре рынка связаны не только с отраслевыми реформами.

На стороне спроса

Существуют также важные различия на стороне спроса. Во всех регионах газ применяется в таких секторах, как ЖКХ и сфера услуг, которые не только характеризуются очень низкой ценовой эластичностью, но и тем, что спрос в них во многом зависит от климатических условий. В Северной Америке и в Великобритании газ также широко используется в электроэнергетике, для которой характерна высокая ценовая эластичность спроса. В отличие от этих регионов, газ играет совсем иную роль в электроэнергетике Континентальной Европы,

Японии и Кореи. В некоторых частях Континентальной Европы газ используется для выработки электроэнергии, но лишь в весьма ограниченных объёмах, поскольку предпочтение отдаётся отечественным или квази-отечественным энергоносителям, таким как атомная энергия, исходя из отраслевых коммерческих соображений, или из политического выбора государств, как, например, во Франции и Германии. В других странах, где отечественные энергоресурсы отсутствуют, газ традиционно импортировался для производства электроэнергии с целью покрытия базисной нагрузки с высоким коэффициентом использования мощностей.

И Континентальная Европа, и Япония и Корея характеризуются относительно небольшим количеством участников рынка как в газовой отрасли, так и в электроэнергетике, а также крупными слияниями газовых и электроэнергетических компаний.

Для сформировавшихся в последнее время торговых узлов в Континентальной Европе (Зебрюгге, Бунде и ТТФ в Нидерландах) характерен *чёрн* на уровне ниже 10, что свидетельствует об их низкой ликвидности. Если в Континентальной Европе некоторые узлы всё же сформировались, то в Японии и Кореи они отсутствуют вообще: в Кореи только одна газовая компания, в Японии – максимум две на регион (одна газовая, одна электроэнергетическая), и практически нет трубопроводной связи между регионами, хотя компании обмениваются грузами СПГ на основе краткосрочных договорённостей.

Роль СПГ

Динамично развивающаяся торговля сжиженным природным газом рассматривается некоторыми в качестве одного из факторов, который приведёт к формированию мирового рынка газа. Быстрорастущие потребности Северной Америки и Великобритании открывают широкие возможности для поглощения крупных объёмов СПГ. С учётом существенного снижения затрат на заводы по сжижению газа и СПГ-танкеры (что в последнее время обнаруживает отчасти обратную тенденцию ввиду оживлённого спроса на танкеры и установки по сжижению), торговля СПГ в настоящее время может осуществляться в мировом масштабе. С ростом количества заводов по сжижению газа и принимающих терминалов при наличии определенного избытка мощностей танкерного флота для перевозки СПГ, торговля СПГ приобрела гораздо бóльшую гибкость, в особенности благодаря высокому и ликвидному спросу в США. На сегодняшний день США конкурирует за сжиженный природный газ с ЕС, а также с Японией и Кореей. Торговля СПГ – ввиду ориентации на рынки с более высокими ценами – играет роль передатчика сигналов о соотношении цен между региональными рынками. Однако в отличие от нефтяных терминалов, самостоятельные торговые узлы из СПГ-терминалов не сформировались, и с учётом высоких затрат на хранение СПГ в ближайшее время это вряд ли произойдёт.

Таблица 4: Станет ли газ, как и нефть, (мировым) биржевым товаром?

Станет ли газ, как и нефть, (мировым) биржевым товаром?	
<p>Северная Америка и Великобритания</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ развитие на базе собственных ресурсов, изначально нет зависимости от импорта ➤ поставки на основе малых и средних газовых месторождений ➤ стандартизованное взимание ренты, решения по развитию принимает частный сектор ➤ эластичность спроса благодаря электроэнергетике ➤ конкуренция между поставщиками газа, но цены на газ всё ещё следуют ценам на нефть 	<p>Континентальная Европа и Япония / Корея</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ с самого начала высокая зависимость от импорта ➤ поставки на основе импорта с гигантских и сверх-гигантских месторождений ➤ максимизация ренты странами-экспортёрами, решения о развитии принимают страны-экспортёры ➤ ограниченная эластичность спроса ➤ ценовые формулы привязаны к ценам на нефть
<i>Связи</i>	
<p>реструктуризация рынка с 1980-х годов</p> <p>Северная Америка</p> <p>узлы (спотовой торговли) созданы промышленностью, чёрн 100, много участников, потенциал поглощения больших объёмов СПГ</p>	<p>Великобритания</p> <p>NBP создана мерами регулирования, чёрн 15-10, много игроков, потенциал поглощения ограниченных объёмов СПГ</p>
<p>⇔</p>	<p>⇔</p>
<p>⇔ модель для реформ</p> <p>Торговля СПГ</p> <p>нет узлов (спотовой торговли) СПГ, но СПГ передаёт ценовые сигналы</p> <p>⇔</p>	<p>реструктуризация рынка с конца 1990-х годов</p> <p>ЕС (конт. страны)</p> <p>мало узлов, созданных промышленностью, чёрн <10, мало сильных участников, доминируют долгосрочные контракты</p> <p>Япония / Корея</p> <p>пока нет узлов (спотовой торговли), несколько сильных участников, доминируют долгосрочные контракты</p> <p>⇔</p>

Источник: Секретариат Энергетической Хартии

4.2. Северная Америка

4.2.1. Краткое изложение

Газотранспортные системы Северной Америки в достаточной степени взаимосвязаны и фактически функционируют как единая система. По мере того, как будет повышаться зависимость континента от импорта СПГ, импорт в США, Канаду или Мексику будет дополнять общий объём предложения газа в Северной Америке.

Спрос на природный газ в США переживал период динамичного и практически непрерывного роста после окончания Второй Мировой Войны и вплоть до конца 1960-х годов, когда возник дефицит предложения.

Дефицит усугубился в период регулирования цен на устье скважины, установленного Верховным Судом США в 1954 году. Потребовалось принятие закона «О политике в области природного газа» в 1978 году и ряда Распоряжений Федеральной комиссии по регулированию в области энергетики (FERC) для пересмотра проводившейся политики и начала движения США по пути либерализации газового сектора с введением практики полного доступа третьих сторон.

Канада, которая не смогла избежать ценовых искажений в результате неудачной системы регулирования цен на устье скважины в США, в 1970-х годах создала собственные рычаги регулирования цен на газ. Ликвидация американской системы в середине 1980-х годов обусловила несостоятельность канадской системы, и Канада также провела либерализацию в рамках Хэллоуинского соглашения 1985 года между добывающими провинциями и федеральным правительством.

Либерализация в США, проходившая в период резкого роста цен на энергоносители в результате первого нефтяного кризиса, повлекла за собой длительный период избытка предложения в США («газовый пузырь»), который сохранялся до середины 1990-х годов. Продолжавшийся рост спроса в США во всё большей мере удовлетворялся за счёт импорта из Канады.

Данный период ощутимого роста спроса завершился возникшими зимой 2000-2001 годов проблемами, когда дефицит предложения привёл к резкому росту цен и общему пониманию того, что объём предложения в Северной Америке больше не может обеспечивать ожидаемых высоких темпов роста спроса. С тех пор вопросу импорта СПГ уделяется большее внимание не только в США, но также в Канаде и Мексике.

Рыночная система Северной Америки характеризуется открытой торговлей газом как биржевым товаром и наличием трубопроводных мощностей для транспортировки газа на рынок. Центральным элементом системы формирования цен является узел Хенри-Хаб – точка пересечения нескольких трубопроводов в Южной Луизиане. Он является основой как для торгов на спотовом рынке, так и для торговли фьючерсами на Нью-Йоркской товарной бирже. Отраслевые издания помещают информацию о ценах на других узлах, и их отличия от показателей Хенри-Хаб именуются «базисными дифференциалами».

4.2.2. Введение

4.2.2.1. Единая газотранспортная система Северной Америки

Трубопроводная инфраструктура, связывающая Канаду и США, функционирует фактически как единая система. Протяжённость трубопроводов, связывающих отдельные штаты в США, составляет примерно 340 тыс. км, а протяжённость канадской системы – 80 тыс. км. Эти системы соединяют крупные газодобывающие районы с основными рынками США и Канады.

Наиболее важным добывающим районом в США является побережье Мексиканского залива, на долю которого в 1980 году приходилось 53% от объёма добычи в США в 48 «нижних» штатах (см. рисунок 18). Поставки из региона Мексиканского залива осуществляются по трубопроводам федерального значения, обслуживающим восточную часть США, в то время как верхняя часть Среднего Запада снабжается в основном из бассейна Анадарко и районов, расположенных в центральной части континента к северу от побережья Мексиканского залива. Рынок на тихоокеанском побережье первоначально развивался на основе трубопроводов, идущих от месторождений Пермийского бассейна в Западном Техасе и Нью-Мексико и бассейна Сан-Хуан в Нью-Мексико и Колорадо. Штаты, расположенные в северной части Скалистых Гор, в частности, Вайоминг, играют важную роль в сфере добычи и снабжают рынки как на западе, так и на востоке страны. Строительство трубопровода для освоения крупных запасов газа на северном склоне Аляскинского хребта оказалось экономически сложным.

Основным газодобывающим районом Канады является осадочный бассейн в западной Канаде на территории провинций Альберта, Британская Колумбия и Саскачеван (см. рисунок 19). Более поздний добывающий район – шельф провинции Новая Шотландия – первоначально казался перспективным, но не оправдал возлагавшихся на него ожиданий. Крупные дополнительные открытия были сделаны в канадском секторе Арктики, в частности, в районе дельты реки Маккензи. С 2006 года ведётся обсуждение предложений о строительстве трубопровода из дельты реки Маккензи в провинцию Альберта.

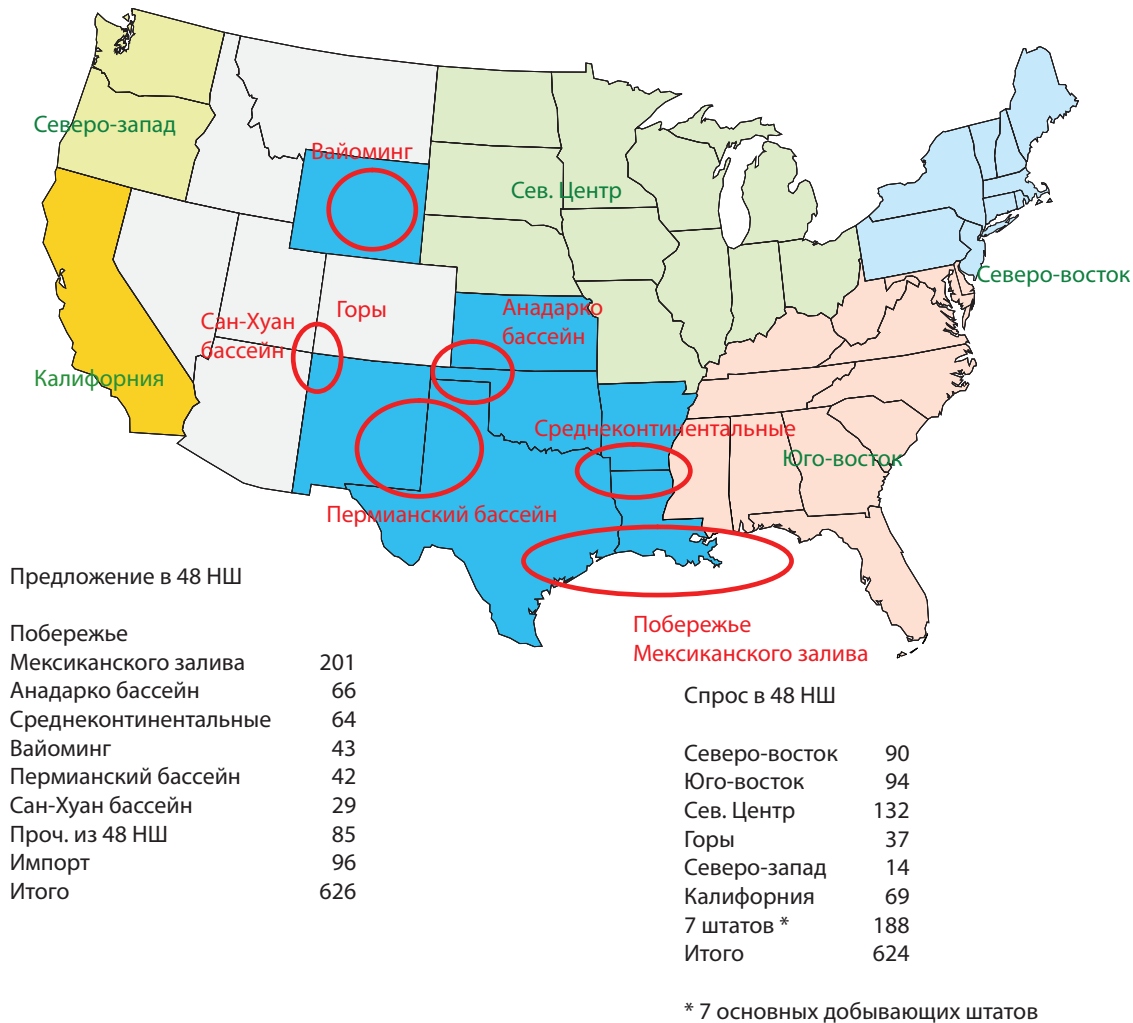
Канадские магистральные трубопроводы обслуживают не только восток и запад Канады, но во всё большей мере обеспечивают поставки газа на Западное побережье, Средний Запад и Восточное побережье США. Одна ветка системы TransCanada, идущая из провинции Альберта в восточную Канаду, фактически пересекает территорию США на своем пути на восток. Существует восемь основных канадских экспортных трубопроводных узлов, через которые осуществляется распределение поставок из Канады на все региональные рынки США.

Несмотря на то, что газопроводная система Мексики менее интегрирована с системой США, число соединительных линий между ними всё же достаточно для перекачки необходимых трансграничных потоков. Протяжённость трубопроводов газотранспортной системы Мексики составляет 12 тыс. км.

4.2.2.2. Североамериканские терминалы для импорта СПГ

С 2000 года становится всё более очевидным, что газовые ресурсы Северной Америки недостаточны для удовлетворения ожидаемого роста спроса на континенте. В результате

Рис. 18: Добыча и потребление в основных регионах США в 2004 г. (в млрд. м³)

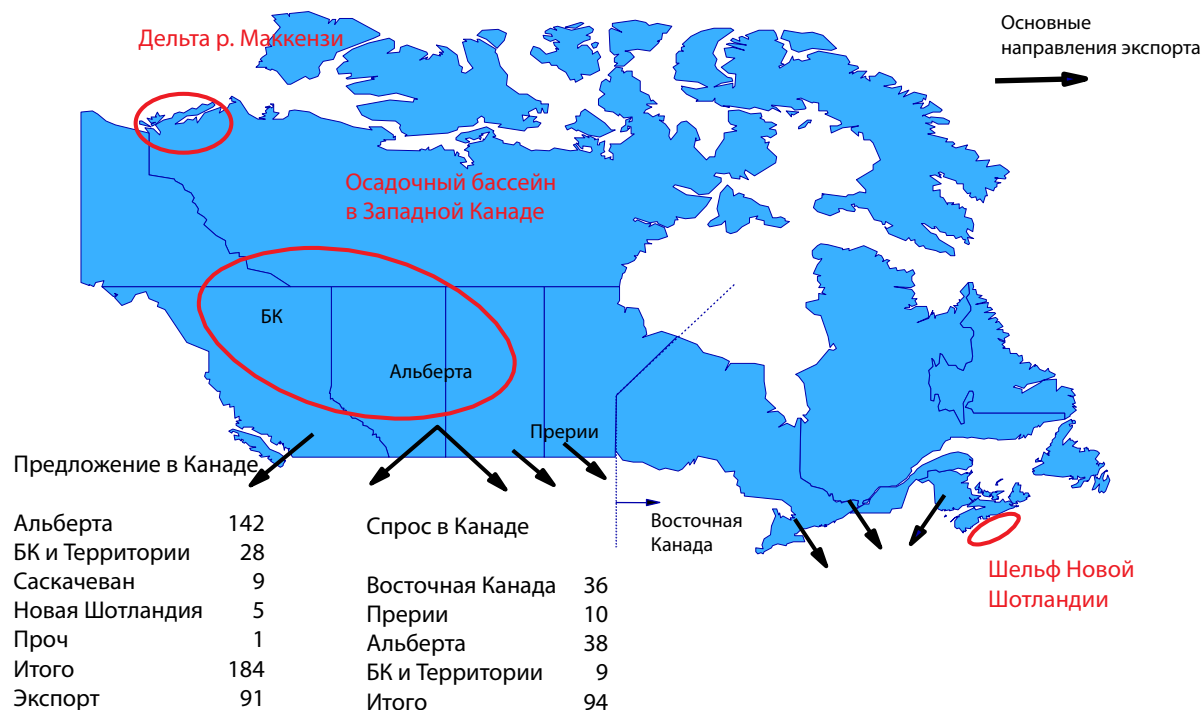


Источник: Джим Дженсен

заинтересованность в импорте СПГ сильна не только в США, но и в Канаде и Мексике. Тот факт, что североамериканские трубопроводные системы настолько хорошо взаимосвязаны, означает, что импорт СПГ представляет собой потенциальное дополнение к общему объёму предложения на континенте независимо от местонахождения пунктов сдачи / приёмки.

В США имеется пять действующих терминалов СПГ с общей пропускной способностью 51 млрд. м³ в год. По состоянию на июль 2006 года, Федеральной комиссией по регулированию в области энергетики либо Морским управлением США было одобрено строительство ещё 17 терминалов (включая два на Багамских островах). По данным на июль 2006 года, ещё 22 терминала включены в перечень предлагаемых FERC проектов. Пропускная способность уже одобренных терминалов составляет 278 млрд. м³ в год, а мощность предлагаемых – 250 млрд. м³ в год. Общее количество включённых в перечень терминалов намного превышает

Рис. 19: Добыча и потребление в основных регионах Канады в 2004 г. (в млрд. м³)



Источник: Джим Дженсен

фактические потребности, и поэтому большая часть предложенных проектов, в том числе многие из уже согласованных, вероятно, осуществляться не будет.

В Канаде действующих терминалов нет, но согласованы два терминала с пропускной способностью 21 млрд. м³ в год, и предлагается построить ещё пять терминалов мощностью 30 млрд. м³ в год. В Мексике действующие терминалы также отсутствуют, но получены согласования на три терминала с пропускной способностью 32 млрд. м³ в год и предложены к сооружению ещё два терминала мощностью 16 млрд. м³ в год. Некоторые из одобренных терминалов в Канаде и Мексике должны обслуживать, помимо рынков в принимающей стране, и рынки в США.

4.2.2.3. Спрос на природный газ в США

После окончания Второй Мировой Войны началось стремительное расширение трубопроводной системы США для обеспечения газоснабжения всех районов страны. Крупные запасы газа были обнаружены в ходе нефтеразведочных работ. Учитывая, что эти запасы не имели выхода на рынки, цены на газ были низкими. С 1950 года до появления первых признаков дефицита газа прирост спроса составлял 6,8% в год. Большую часть этого периода цены на газ регулировались на устье скважины, в силу чего они не повышались. На рисунке 20 показано, что на начальном этапе увеличение спроса было практически непрерывным.

Рис. 20: Спрос на газ в США в период с 1950 г. (млрд. м³)



Источник: Джим Дженсен

Однако в конце 1960-х годов появились первые признаки дефицита газа, и трубопроводные компании начали нормировать поставки потребителям в зависимости от приоритетности их конечного потребления. Хотя было широко признано, что система контроля цен на устье скважины потерпела неудачу, только в 1978 году решением Конгресса были созданы новые рыночные условия для развития газовой отрасли в США.

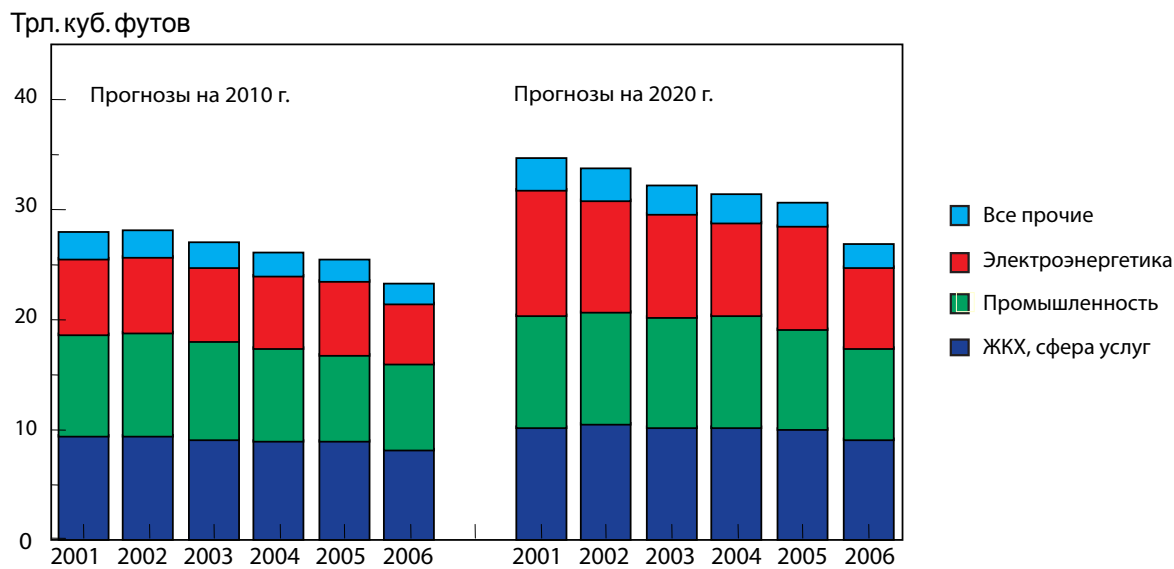
Тем временем, мировые нефтяные кризисы вызвали резкий рост международных цен на энергоносители. Когда, наконец, произошло полное дерегулирование газовой отрасли, намного выросшие цены способствовали снижению спроса, создав, таким образом, долгосрочный избыток предложения, получивший название «газовый пузырь» (см. рисунок 20).

Адаптация рынка к дерегулированным высоким ценам на природный газ в основном завершилась к 1986 году, и спрос на газ опять начал расти. В период 1986-2000 годов спрос повышался более медленными темпами (2,1% в год), чем до начала периода дефицита.

Газовый ценовой шок зимой 2000-2001 годов сильно изменил ожидания относительно способности предложения в Северной Америке удовлетворять постоянно растущий спрос. До резкой переоценки перспектив предложения и спроса большая часть прогнозов предполагала динамичный рост спроса на газ с особым акцентом на электроэнергетике. Начиная с зимы 2000-2001 годов большинство исследователей скорректировали свои прогнозы по ценам в сторону повышения, а оценки будущего спроса на газ были снижены. Анализ годовых

прогнозных расчётов, представленных в Ежегодном энергетическом обзоре Администрации энергетической информации при Департаменте энергетики США (EIA), свидетельствует об изменении представлений о будущем повышении спроса (см. рисунок 21).

Рис. 21: Сопоставление прогнозов спроса на газ в США в рамках ежегодных обзоров EIA по годам составления прогноза



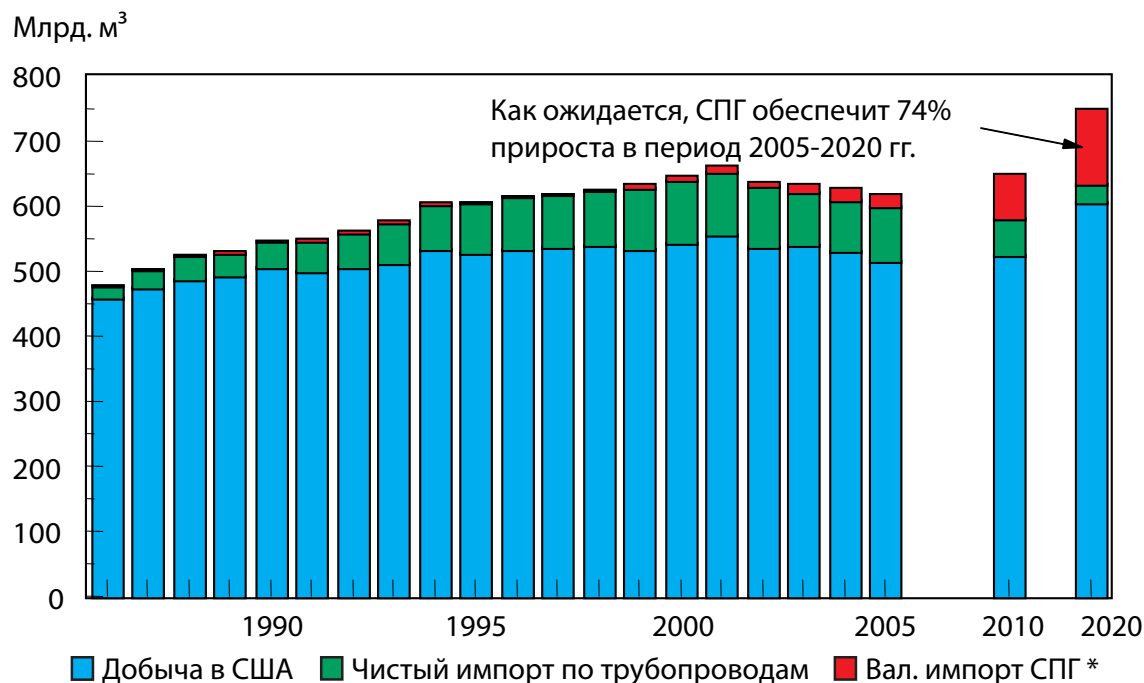
Источник: Джим Дженсен

4.2.2.4. Предложение природного газа в США

Когда рост спроса вернулся к прежним темпам, ограничение предложения в США стало означать, что для удовлетворения спроса требуется увеличение импорта из Канады. Почти половина прироста спроса на газ в США в период 1986-2000 годов удовлетворялась за счёт импортных поставок, осуществлявшихся главным образом по трубопроводам из Канады.

Докризисные предположения о том, что ресурсная база США в состоянии справиться с ожидаемым увеличением спроса, основывались на расчёте, что растущая добыча газа в Канаде сможет обеспечить продолжающийся рост экспорта в США. Однако осознание наличия проблем в сфере предложения сказалось не только на США, но и на Канаде. В прогнозах будущего предложения газа в США в настоящее время больший акцент делается на импорт СПГ в части обеспечения прироста поставок газа. По самым последним оценкам EIA, ожидается снижение объёмов импорта из Канады, а импорт СПГ должен составить 74% прироста предложения газа, требуемого для обоснования прогноза EIA по газоснабжению на 2020 год (см. рисунок 22).

Рис. 22: Предложение газа на рынках США с 1986 г. по сегодняшний день и прогноз EIA до 2020 г.



* Исключая экспорт СПГ в Японию

Источник: Джим Дженсен

4.2.2.5. Предложение и спрос в Канаде

Канада располагает весьма крупными гидроэнергетическими ресурсами, и в отличие от США, она никогда не зависела от тепловых электростанций для обеспечения потребности в электроэнергии (в особенности от станций, работающих на природном газе). С учётом того, что реакция газовой отрасли США на повышение цен на энергоносители в начале 1970-х годов во многом пришлась на электроэнергетику, Канада, с её небольшой долей выработки электроэнергии на базе газа, не стала корректировать спрос по отношению к новому уровню цен. В Канаде не наблюдалось такого явления, как «газовый пузырь».

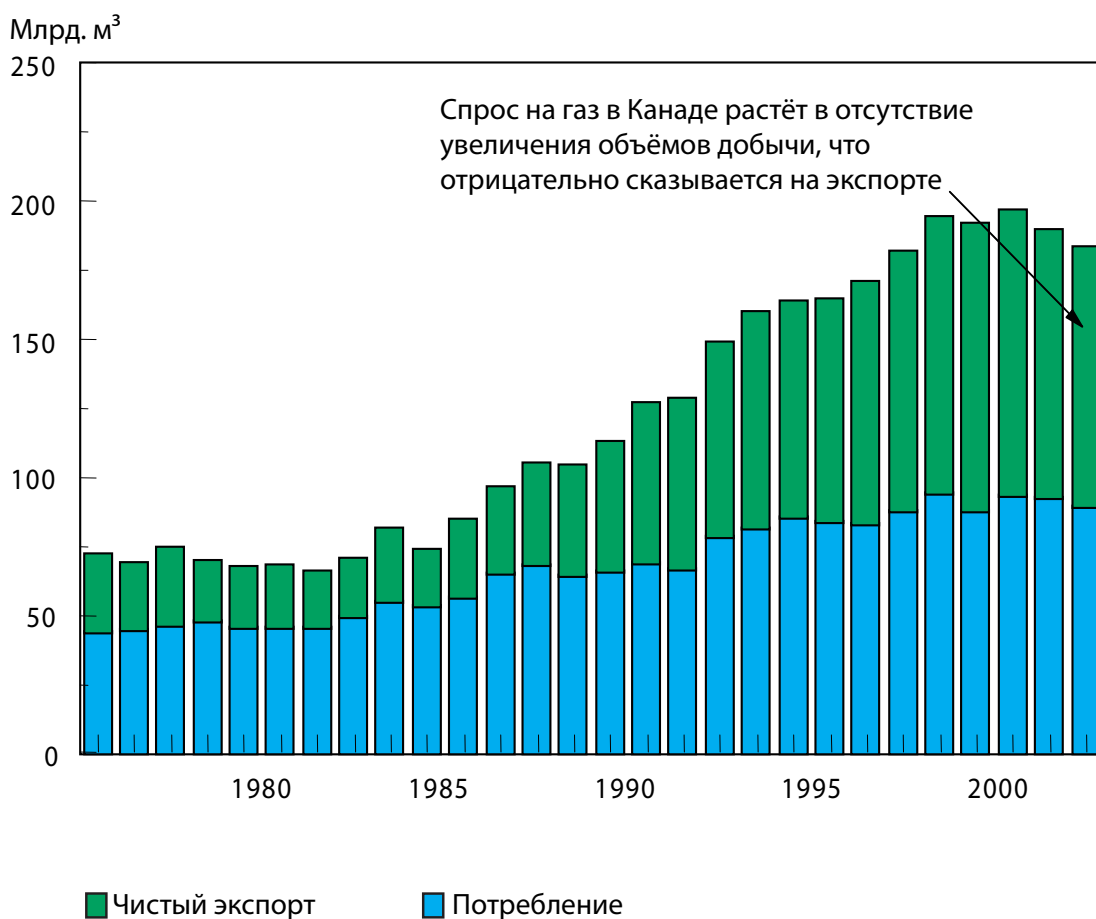
В стране также не существовало и никакого дефицита предложения. До начала либерализации рынков в Канаде и США в конце 1970-х / начале 1980-х годов, в Канаде проводилась политика в области экспорта газа, в рамках которой выдача экспортных лицензий осуществлялась только после того, как было доказано, что запасов газа хватит для покрытия внутренних потребностей страны в течение 25 лет. После отмены этой политики в 1985 году, канадские добывающие компании получили возможность наращивать добычу газа за счёт применения более плотной сетки бурения без необходимости проведения полномасштабных поисково-разведочных работ. Коэффициент кратности запасов в Канаде в 1985 году составлял 28,3 лет. К концу 2004 года он снизился до 8,8 лет.

Канадский экспорт немного пострадал в начале периода «газового пузыря», однако с 1986 года объёмы экспорта стали увеличиваться вместе с ростом рынка США. Этот рост продолжался до тех пор, пока сама Канада не начала испытывать трудности в сфере предложения в начале 2000-х годов. На пике экспорта в 2000 году Канада поставила в США на 18% больше газа, чем потребила сама. На *рисунке 23* показан рост объёмов потребления и экспорта канадского газа за период с конца 1970-х годов.

Национальный энергетический совет Канады (NEB) принял подход на основе проработки сценариев прогнозов спроса на энергию. В результате, по обоим рассматриваемым сценариям рост внутреннего спроса на природный газ превысил увеличение добычи. Такая ситуация предполагает сокращение объёмов экспорта канадского газа в США при любом сценарии.

Одна из причин новой волны спроса на газ в Канаде – топливные потребности быстро растущего сектора переработки тяжёлой нефти в провинции Альберта. Для этих целей к концу десятилетия может потребоваться до 12-16% от общего нынешнего потребления газа в стране.

Рис. 23: Спрос на газ в Канаде и чистый объём экспорта газа в США (1976-2003 гг.)



Источник: Джим Дженсен

4.2.3. Эволюция регулирования газовой отрасли в США

4.2.3.1. История развития регулирования газовой отрасли в США

В газовой промышленности США действуют практически только частные компании. Транспортировку и распределение газа, которые традиционно квалифицировались в качестве естественных монополий, осуществляют коммунальные предприятия, на деятельность которых распространяется федеральное регулирование, а также регулирование различных штатов. За исключением периода 1954-1978 годов, сфера добычи всегда считалась конкурентной и на неё не распространялись меры тарифного регулирования коммунальных услуг.

Разработка политики в области природного газа в США испытала сильное влияние ограничений федеральных полномочий, которые были установлены Конституцией США. Действуют два основных ограничения. Во-первых, хотя федеральные регулирующие органы, такие как нынешняя Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики, являются частью исполнительной власти, их права определяются актами Конгресса, а полномочия подлежат рассмотрению Верховным Судом. Во-вторых, так называемое «Положение о торговле»³¹ Конституции сохраняет вопросы торговли в ведении штатов, за исключением международной торговли и торговли между штатами.

В случае природного газа последствия таких ограничений имеют важное значение. Многие вопросы, включающие регулирование добычи нефти и газа на уровне штатов и местного распределения газа, традиционно относились к сфере компетенции правительств штатов. В этой связи федеральному правительству было непросто проводить комплексную политику в области газа во всех звеньях цепочки «от скважины до газовой горелки» без вторжения в сферу исключительных прав штатов. Только если Конгресс не предпримет действия по расширению федеральных полномочий в отношении штатов под предлогом «коммерческих отношений между штатами», а Верховный Суд в конечном счёте не признает эти законы конституционными, федеральное правительство нередко вынуждено подстраиваться под существующие ограничения, нежели решать вопросы напрямую. Таким образом, федеральное правительство не раз планировало изменить энергетическую политику, но зачастую не могло этого сделать, не заручившись согласием Конгресса.

Можно выделить пять поворотных моментов в энергетической политике США в сфере федерального регулирования газовой отрасли. В двух случаях эти меры были инициированы Конгрессом, в одном речь шла о толковании ранее принятого закона Верховным Судом, а ещё два случая представляли собой важные политические инициативы со стороны FERC. К ним относятся:

- 1) Закон «О природном газе» от 1938 года
- 2) Решение Верховного Суда по делу компании Phillips от 1954 года

31. Пункт 3 Раздела 8 Статьи 1 Конституции США, часто называемый «Положением о торговле», уполномочивает Конгресс США «регулировать торговлю с иностранными государствами, между отдельными штатами и с индейскими племенами».

- 3) Закон «О политике в области природного газа» от 1978 года
- 4) Распоряжение FERC № 380 от 1984 года
- 5) Распоряжение FERC № 436 (с последующими изменениями) – от 1985 года.

Первый из указанных документов является основополагающим законодательным актом, в соответствии с которым осуществляется регулирование газового сектора. Второй – Решение Верховного Суда от 1954 года – был принят в тот период, когда цены на природный газ на устье скважины контролировались федеральным правительством. Третий – закон «О политике в области природного газа» – обусловил пересмотр политики, установленной Решением Верховного Суда в 1954 году, и положил начало процесса дерегулирования отрасли. А последние редакции Распоряжений FERC в настоящее время закладывают основу для функционирования реструктурированной газовой промышленности США.

4.2.3.2. Закон «О природном газе» от 1938 года

Закон «О природном газе» от 1938 года является ключевым законодательным документом для газового сектора США, его положения продолжают регулировать поведение компаний и по сей день, если только они не были прямо изменены более поздними законодательными актами. Этот закон установил федеральную юрисдикцию в отношении газовых компаний, которые осуществляли деятельность, подпадавшую под категорию коммерческих отношений между штатами, и возложил полномочия по регулированию газовой отрасли на Федеральную энергетическую комиссию (FPC), впоследствии реорганизованную в Федеральную комиссию по регулированию в области энергетики – FERC. Определяя требования к таким компаниям по установлению «справедливых и разумных» тарифов, данный закон, по существу, распространил на трубопроводы между штатами прецеденты, установленные штатами в сфере регулирования коммунальных тарифов. Эти тарифы по большей части основаны на прошлых затратах, что позволяет инвесторам возмещать понесённые затраты и получать разумную прибыль на вложенный капитал. Такая методика именуется регулированием тарифов по «стоимости предоставленных услуг». Закон также предписал компаниям получать «Свидетельство общественной полезности и необходимости», прежде чем приступать к расширению мощностей или оказанию услуг. Кроме того, в законе определён механизм выдачи разрешений на импорт и экспорт природного газа. Первоначальная цель введения сертификации заключалась в предоставлении трубопроводным компаниям коммерческого монопольного контроля над продажами газа в рамках торговли между штатами.

4.2.3.3. Решение Верховного Суда по делу компании Phillips

В 1954 году Верховный Суд США вынес Решение по делу «Phillips Petroleum Co. против Штата Висконсин». Штат Висконсин заявлял, что его способность по регулированию тарифов местных распределительных компаний не будет действенной, пока цены на устье скважины остаются вне сферы регулирования. Согласившись с этим доводом, Верховный Суд истолковал закон «О природном газе» как требующий «справедливого и разумного» регулирования не только транспортировки, но и добычи газа. Тем самым Верховный Суд фактически установил контроль над ценами на устье скважины в отношении межштатной торговли газом (но не в отношении

газовой торговли в пределах одного штата). Техасский газ, реализуемый в Оклахоме, подлежал ценовому регулированию, а техасский газ, реализуемый на территории самого Техаса, – нет. Поскольку Суд осуществил толкование существующего закона «О природном газе», любые последующие попытки дерегулирования цен на устье скважины требовали дополнительных действий со стороны Конгресса.

Постепенно стало очевидным, что регулирование цен на устье скважины в его существовавшем на тот момент виде было неэффективным. К концу 1960-х годов система начала создавать серьёзные проблемы в сфере предложения, а к началу 1970-х годов дефицит газа стал ещё более острым, что вызвало сокращение поставок крупным потребителям. Газовые рынки не могли прийти в состояние равновесия, поскольку контроль цен на газ создавал избыточный спрос, в результате газ продавался дешевле нефти и угля, цены на которые были выше, но не подлежали регулированию. В то же время в Техасе и Луизиане покупатели газа, не подлежавшего регулированию в пределах штатов, могли свободно предлагать более выгодные цены по сравнению с регулируемыми трубопроводами федерального значения ввиду ограниченного предложения, в результате чего дефицит образовывался на уровне торговли между штатами.

Решение этих проблем требовало принятия Конгрессом нового законодательства. Однако вопрос имел политический резонанс, и Конгресс не мог прийти к согласованному решению. Одни видели проблему в недостаточном регулировании и выступали за распространение контроля цен на устье скважины на внутренние рынки штатов. Такой шаг был бы серьёзной проверкой «Положения о торговле» со стороны Верховного Суда. Другие считали, что именно ценовое регулирование создаёт проблемы, и выступали за полную либерализацию цен.

Тем не менее, обсуждение шло на фоне подъёма мировых цен на энергоносители в период первого нефтяного кризиса, и полная отмена регулирования повлекла бы за собой резкий рост цен для потребителей газа. Конгресс не смог решить этот вопрос до тех пор, пока он не занялся рядом более широких вопросов энергетической политики в 1978 году.

4.2.3.4. Закон «О политике в области природного газа» от 1978 года

Закон «О политике в области природного газа» был одним из нескольких законов по вопросам энергетической политики, принятых в 1978 году. Он представлял собой попытку Конгресса решить проблему неудачи системы регулирования цен на устье скважины путём их частичного дерегулирования. Основной акцент в данном законе делался на решении проблемы избыточного спроса через сторону предложения посредством стимулирующих цен, призванных увеличить предложение, и на сокращении покупательского преимущества при внутриштатной торговле за счёт введения регулирования цен на газ внутри штатов. Общая отмена регулирования цен должна была проходить поэтапно. Отмена регулирования в отношении газа с высокой себестоимостью была проведена быстро, однако большая часть так называемого «нового газа» не должна была быть выведена из сферы регулирования до января 1985 года, а «старый газ» должен был «оставаться объектом регулирования навсегда».

В то время как целью закона было создание эффективной рыночной системы, он фактически ввёл более жёсткое ценовое регулирование в отношении многих категорий газа (хотя во многих случаях на ограниченный срок), и в этом смысле закон был «дерегулирующим» только

на словах. Поскольку по большей части газ остался объектом ценового регулирования в течение периода, когда цены на нефть опять росли под влиянием второго ценового шока, реакция спроса через конкуренцию с нефтью фактически была нейтрализована.

Однако этот закон определил конечную цель политики формирования реагирующих на поведение рынка цен на устье скважины. Закон также обеспечил условия для более гибких услуг по трубопроводной транспортировке, заложив основу для перехода в конечном итоге к практике доступа третьих сторон.

4.2.3.5. Реакция отрасли на закон «О политике в области природного газа»

Оглядываясь назад, можно сделать вывод, что поведение трубопроводных компаний при заключении контрактов на новые долгосрочные поставки в течение семилетнего переходного периода в соответствии с законом «О политике в области природного газа» было неразумным. Всё закончилось тем, что компании остались со слишком высокими обязательствами по поставкам по завышенным ценам. Компании быстро поняли, что газу было трудно конкурировать с нефтью в условиях слабеющих нефтяных рынков в начале 1980-х годов.

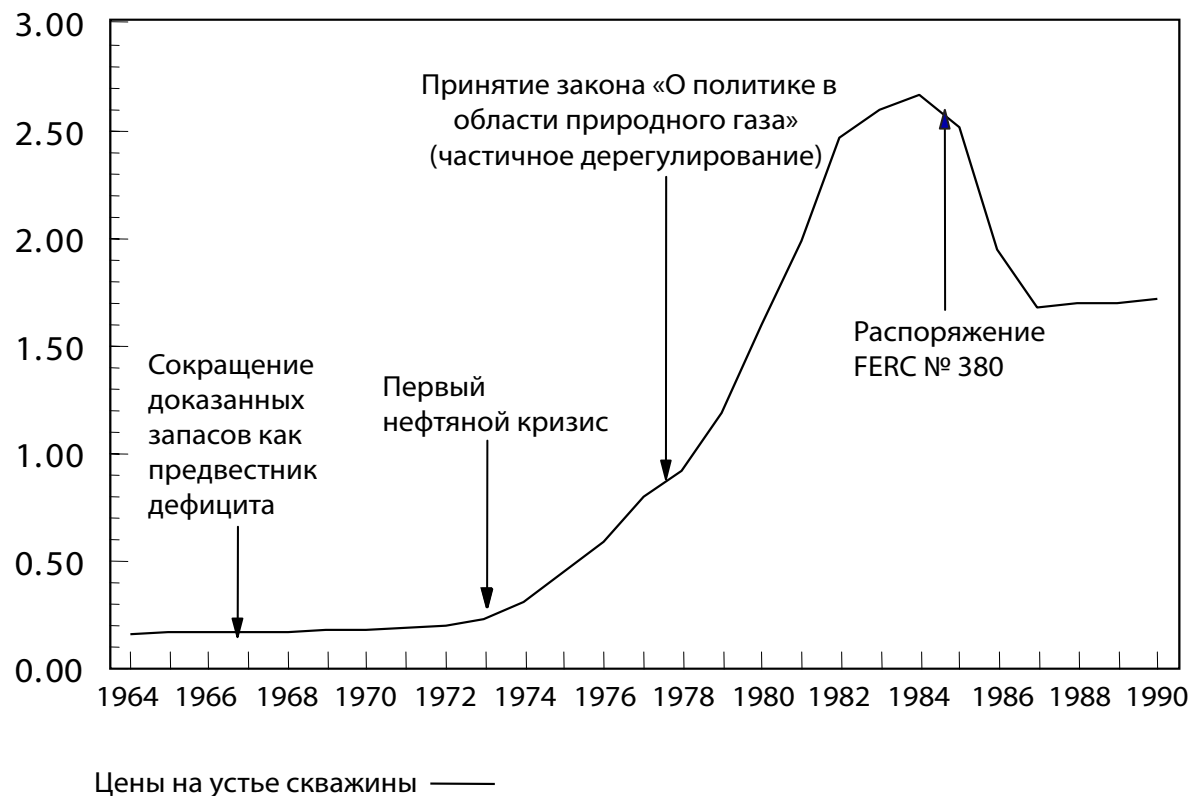
Одной из основных проблем трубопроводных компаний стало то, что система поощряла перекрёстное субсидирование между старыми контрактами на поставку по регулируемым ценам и новыми контрактами, за получение которых боролись трубопроводные компании. В результате они стали весьма «недисциплинированными» в своей погоне за новыми долгосрочными контрактами, и средние цены на устье скважины быстро выросли (см. рисунок 24).

В процессе дискуссий по вопросу отмены регулирования добывающие компании выдвигали тот аргумент, что отмена регулирования цен позволит решить проблему дефицита через увеличение предложения, и действительно, дефицит быстро уступил место хроническому избытку. Но ценовой эффект для спроса был даже ещё большим. Спрос на газ в США достиг пика в 1972 году и превысил этот показатель лишь в 1995 году, т.е. 23 года спустя. В какой-то момент спрос в США фактически был на 27% ниже, чем в 1972 году. Результатом стал существенный и продолжительный избыток предложения, который известен как «газовый пузырь». Динамика спроса и предложения в этот период представлена на рисунке 25.

Вследствие избытка предложения усилилась конкуренция между добывающими компаниями в сфере краткосрочных продаж газа, и спотовые цены значительно упали, став намного ниже величины издержек большинства трубопроводных компаний, связанных с поставками (средневзвешенной стоимости газа, или *WACOG*). Закон «О политике в области природного газа» определил специальные транспортные опционы для местных распределительных компаний и других трубопроводных компаний на покупку продукции у других поставщиков (а не у тех, с которыми у них уже были заключены контракты). Однако в виду сокращения общего спроса и их обязательств по долгосрочным контрактам, многие покупатели не могли воспользоваться преимуществами поставок дешевого газа. На рынке был выставлен на продажу новый газ с низкой себестоимостью и имелись транспортные опционы третьих сторон, но местные распределительные компании и трубопроводные компании могли этим воспользоваться только в небольшой степени.

Рис. 24: Динамика цен на устье скважины до и после принятия закона «О политике в области природного газа» от 1978 г.

долл./млн. куб. футов



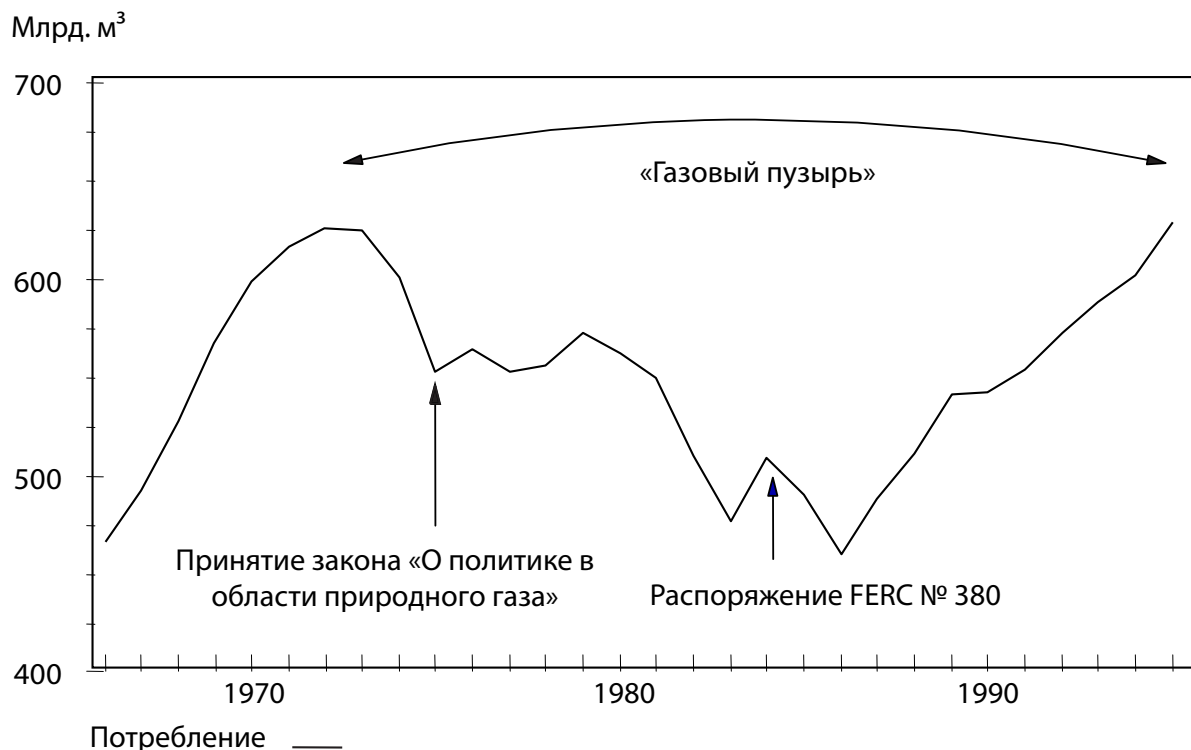
Источник: Джим Дженсен

4.2.3.6. Распоряжение FERC № 380

В 1984 году FERC обратилась к решению этого вопроса, издав Распоряжение № 380. Трубопроводная система функционировала на основе долгосрочных контрактов между добывающими компаниями и коммерческими трубопроводами. Эти контракты дополнялись долгосрочными контрактами с покупателями из числа коммунальных предприятий, такими как местные распределительные компании и другие трубопроводы. Контракты трубопроводных компаний на перепродажу обычно включали положения о минимальной оплате, которые действовали так же, как и положения, определяющие обязательство уплаты покупателем неустойки в случае отказа от сделки («бери или плати») в контрактах добывающих компаний.

В Распоряжении № 380 FERC освободила покупателей из числа коммунальных предприятий от любых договорных обязательств перед трубопроводными компаниями по минимальной оплате поставок, от которых они отказывались. Так, если местные распределительные компании считали, что средневзвешенная стоимость газа их поставляющих трубопроводных компаний была завышена, они могли купить более дешёвый газ на спотовом

Рис. 25: Потребление природного газа в США в период «газового пузыря»



Источник: Джим Дженсен

рынке непосредственно у добывающих компаний и обеспечить его доставку вследствие гибкости в вопросах транспортировки, обеспеченной в соответствии с законом «О политике в области природного газа». Как следует из рисунка 24, средние цены на газ существенно снизились.

4.2.3.7. Распоряжение FERC № 436

Закон «О политике в области природного газа» не обеспечил гибкости в вопросах транспортировки непосредственно конечным потребителям. С целью дальнейшей реструктуризации сектора, FERC в своём Распоряжении № 436 провозгласила всеобъемлющую политику открытого доступа. В соответствии с этим Распоряжением, доступ третьих сторон должен предоставляться на недискриминационной основе всем участникам рынка (тем самым был положен конец избирательности предоставления транспортных услуг). В Распоряжении определялись конкретные правила установления тарифов на такие услуги. И хотя в Распоряжение № 436 впоследствии вносились поправки, оно определило развитие практики полного доступа третьих сторон.

4.2.3.8. Проблемы трубопроводных компаний в связи с обязательством «бери или плати»

Ряд трубопроводных компаний сталкивался с проблемами в части обязательств «бери или плати» до принятия Распоряжения № 380. Но Распоряжение № 380 привело к

неравномерному ослаблению договорных обязательств по гарантии доходов. В то время как местные распределительные компании были больше не обязаны соблюдать свои гарантии трубопроводным компаниям, ни FERC, ни Конгресс не желали заняться более спорным вопросом о гарантии доходов во взаимоотношениях между трубопроводными и добывающими компаниями. В результате, Распоряжение № 380 существенно усугубило проблемы трубопроводных компаний, связанные с обязательством по уплате неустойки в случае отказа от сделки.

В период с 1984 года по сентябрь 1989 года обязательства «бери или плати» трубопроводных компаний достигли почти 30 млрд. долл. США. Хотя FERC и поощряла трубопроводные и добывающие компании решать свои договорные проблемы между собой, основная идея политики FERC, как представляется, заключалась в том, чтобы поставить трубопроводные компании в уязвимое положение, с тем чтобы они были вынуждены искать способы ослабления позиций производителей путём перезаключения контрактов с привнесением в них элементов рыночного реагирования. Что и произошло, но это достижение стоило трубопроводным компаниям примерно 9 млрд. долл. США.

4.2.4. Регулирование газового сектора в Канаде

Канада осуществляла регулирование своих трубопроводов федерального значения во многом так же, как и США. Парламентским Актом в 1959 году был учреждён Национальный энергетический совет в качестве регулирующего органа. Как и FERC в США, NEB регулирует тарифы с использованием методики расчёта по «стоимости предоставленных услуг» и требует получения «Свидетельств общественной полезности и необходимости» для инвестиций в трубопроводный транспорт.

Первоначально к канадским добывающим компаниям не применялось регулирование цен на устье скважины, как к добывающим компаниям в США после вынесения Решения Верховного Суда по делу Phillips. На начальном этапе цены на устье скважины формировались по методу чистой экспортной стоимости *нетбэк* в условиях конкуренции между различными видами топлива на рынке. Таким образом, когда конкурентные цены на энергоносители стали расти, цены на устье скважины обнаружили тенденцию к корректировке, которая была невозможна для цен в США. Но искажения, связанные с ценовым регулированием в Соединённых Штатах – крупнейшем потребителе канадского газа, влияли и на формирование цен в Канаде.

В 1974 году NEB принял решение о том, что «... цены на природный газ, экспортируемый в Соединённые Штаты, должны формироваться с учётом того, что он представляет собой дефицитный, невозобновляемый природный ресурс...»³², и установил единую цену газа на границе для экспорта в США. В 1975 году после первого нефтяного кризиса Канада учредила собственную систему регулирования цен на нефть и газ в рамках закона «О нефтегазовом администрировании». В соответствии с этим законом распределялись функции по исполнению соглашения о ценообразовании между федеральным правительством и правительством провинции Альберта. Таким образом, подобно США, Канада применяла

32. 1974 Annual Report of the National Energy Board at 19 (Ежегодный отчёт Национального энергетического совета за 1974 год, с. 19).

систему контроля цен на газ на устье скважины с 1975 года до тех пор, пока она не была, наконец, упразднена в 1985 году.

4.2.5. Эволюция цен на газ в Северной Америке

4.2.5.1. Формирование цен на газ в США до принятия закона «О политике в области природного газа»

До Решения Верховного Суда от 1954 года цены на газ в США не регулировались и находились на весьма низком уровне по сравнению с ценами на конкурирующие виды топлива. На начальном этапе нефтеразведки в США добывающие компании открыли крупные запасы природного газа, которые в отсутствие национальной транспортной системы не имели выхода на рынки. Цены отражали конкуренцию между производителями за весьма ограниченные местные рынки сбыта.

Национальная трубопроводная система начала формироваться в период, непосредственно предшествовавший Второй Мировой Войне. По существу, закон «О политике в области природного газа» от 1938 года был специально разработан с целью предоставления трубопроводным компаниям права «верховой собственности»³³ на федеральном уровне, с тем чтобы обеспечить им возможность получения землеотвода под трубопровод, не прибегая к зачастую оспариваемым в судебном порядке громоздким процедурам отчуждения собственности на уровне штата.

Хотя во время войны строительство трубопроводов было приостановлено, оно возобновилось в полном масштабе по её окончании. Стремительное расширение сети трубопроводов начало гасить эффект избытка запасов, который подавлял цены. Ко времени, когда штат Висконсин оспорил регулирование цен на устье скважины в ходе дела Phillips, цены начали расти (они достигли уровня 0,10 долл. США за млн. БТЕ в 1954 году – в период до 1952 года цены ни разу не превысили 0,07 долл. США).

Решение Верховного Суда, распространившее регулирование Федеральной энергетической комиссии на цены на устье скважины, поставило FPC в весьма затруднительное положение. Регулирование тарифов трубопроводных компаний основывалось на первоначальной стоимости активов, обусловленной инвестициями в отдельные сооружения. Однако в области разведки нефти и газа стоимость отдельных инвестиций зачастую очень слабо связана с объёмом затраченных средств. В случае успешного открытия удельные затраты могут быть весьма низкими, однако бурение сухих скважин сопряжено с огромными удельными затратами. Кроме того, сложность совместного расчёта затрат в условиях нерегулируемых цен на нефть и регулируемых цен на газ создавала дополнительные проблемы.

Федеральной энергетической комиссии потребовалось несколько лет, чтобы выработать решение, получившее название «зональное ценообразование». Ценовые пределы устанавливались на основе средних затрат в основных крупных регионах (Южная Луизиана, Пермианский бассейн). Но ошибка этой системы заключалась в том, что она нарушала

33. Право «верховой собственности» означает право отчуждать частную собственность (при справедливой компенсации) в общественных интересах.

основополагающие законы экономики. Считается, что для взаимозаменяемых товаров цены обеспечивают равновесие спроса и предложения, когда предельные издержки новых поставок равны предельной цене, которую готов платить покупатель. Цель системы FPC состояла в том, чтобы и продавец, и покупатель получали один и тот же ценовой сигнал, основанный на первоначальной стоимости активов. Однако в условиях роста затрат предельные издержки, требующиеся для появления нового предложения, должны превышать затраты, характерные для предложения прошлых лет, на основе которых покупатели принимают решение о покупке. В итоге появилась система, разработанная для создания дефицита, который в итоге и образовался.

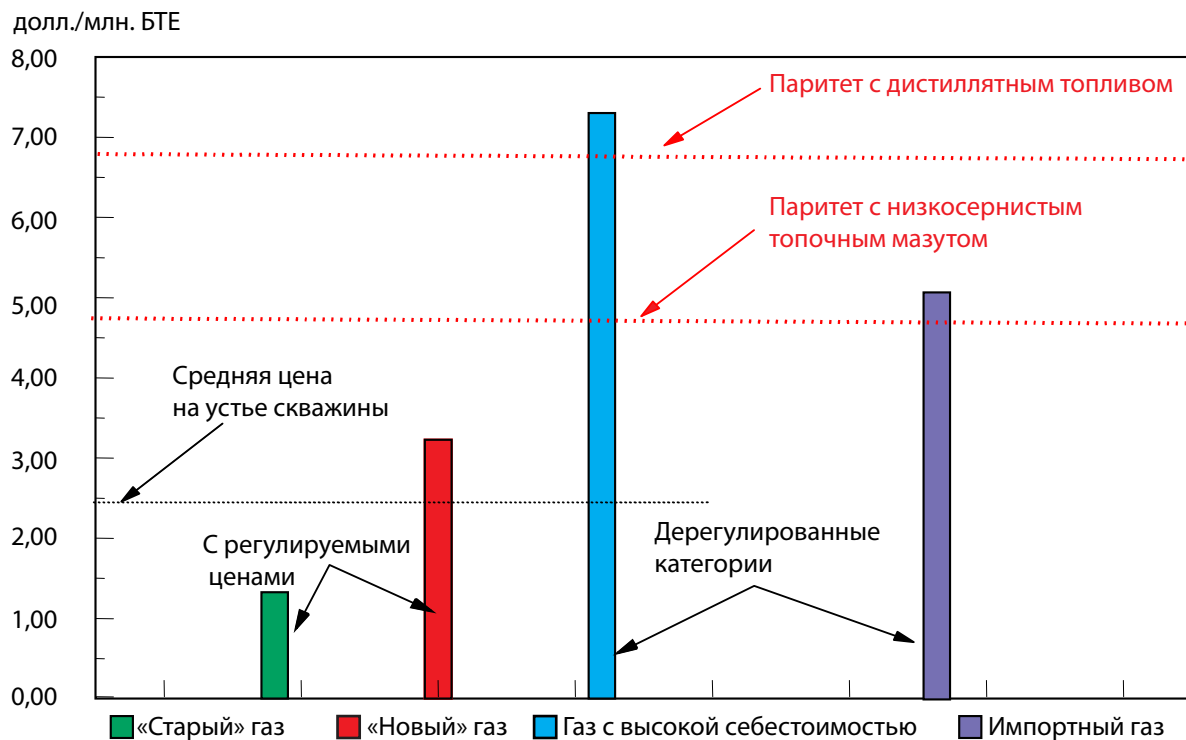
4.2.5.2. Закон «О политике в области природного газа» и частичная отмена регулирования цен на газ

Когда Конгресс, наконец, обратился к рассмотрению результатов неудавшегося эксперимента по контролю цен на газ на устье скважины, цены на альтернативные виды топлива существенно выросли в результате нефтяного кризиса. Таким образом, хотя Конгресс в принципе согласился с концепцией полного дерегулирования цен на устье скважины, он в то же время счёл, что такой шаг создал бы слишком много проблем для потребителя. Поэтому Конгресс применил подход «частичного дерегулирования», который подразумевал определение ряда категорий газа, для каждой из которых был установлен свой ценовой потолок. Кроме того, он распространил регулирование газовых цен на внутренние рынки штатов.

Сочетание цен различных категорий газа было призвано смягчить рост цен для потребителей, в то время как закон «О политике в области природного газа» был нацелен на решение проблемы обеспечения нового предложения (для чего требовались более высокие предельные цены) путём создания ценовых стимулов для различных газовых категорий. В то время как цены на «старый» газ навсегда оставались регулируемы, продукция с «новых» месторождений подлежала ценовому регулированию в зависимости от года их открытия. Полное дерегулирование новых месторождений газа предусматривалось в 1985 году. Одна из категорий – так называемый «дорогой газ» (например, газ добываемый из очень глубоких скважин) – была сразу освобождена от регулирования. Импортный газ также не подлежал ценовому контролю.

Непредусмотренным следствием этой сложной системы ценообразования явилось перекрёстное субсидирование между газом, регулируемые цены на который были ниже уровня, обеспечивающего равновесие спроса и предложения, и нерегулируемым газом (газ с высокой себестоимостью и импортный газ). Испытывавшие дефицит газа трубопроводные компании демонстрировали отсутствие ценовой дисциплины в конкурентной борьбе за получение поставок нерегулируемых ценовых категорий. В течение этого периода степень способности трубопроводной компании к перекрёстному субсидированию нерегулируемого газа именовалась «ролл-ин капасити» (*roll-in capacity*). Она служила показателем того, насколько трубопроводная компания могла себе позволить превысить рыночную цену покупки газа. На *рисунке 26* показано соотношение цен по состоянию на август 1982 года (в ценах августа 1982 года). В то время и импортный газ, и «дорогой» газ продавались по цене выше ценового паритета с топочным мазутом, и «дорогой» газ стоил дороже дистиллятного топлива.

Рис. 26: Формирование цен на газ при частичном дерегулировании согласно закону «О политике в области природного газа», демонстрирующее эффект перекрёстного субсидирования дерегулируемого газа (цены на август 1982 г.)



Источник: Джим Дженсен

4.2.5.3. Влияние политики регулирования в США на цены в Канаде

Одними из тех, кто выгадал больше всего от перекрёстного субсидирования, были канадские газодобывающие компании. Испытывавшие дефицит трубопроводные компании предлагали более высокие цены за канадский импортный газ, на который не распространялось ценовое регулирование, даже ещё до принятия закона «О политике в области природного газа», который просто зафиксировал сложившуюся практику.

В 1974 году правительство Канады, встревоженное ростом цен для канадских потребителей в результате готовности США платить высокую цену за газ, ввело регулирование экспортных цен путём установления единой цены на границе для всех экспортных поставок. Затем, в 1975 году, правительство установило контроль над ценами для внутренних поставок нефти и газа, приняв закон «О нефтегазовом администрировании». Цены на газ для поставок внутри Канады были привязаны к чистой выручке от реализации нефти с регулируемой ценой в Торонто. Но экспортная цена была намного выше. В период 1975-1980 годов Канада устанавливала экспортную цену на границе в одностороннем порядке.

В 1977 году, когда цена на канадской границе составляла 2,16 долл. США за млн. БТЕ, компания Ретех в Мексике заключила контракт с рядом трубопроводных компаний США

на импортные поставки газа в Мексику по цене 2,60 долл. США за млн. БТЕ. Администрация США, обеспокоенная тем, что данный контракт создаст прецедент для роста цен канадского газа, аннулировало его. Тем не менее, цены продолжили расти, и к концу 1980 года, когда формула внутренней цены в Канаде обеспечила установление цены на устье скважины на уровне 2,60 долл. США за млн. БТЕ, единая цена на границе для экспорта в США повысилась до 4,47 долл. США за млн. БТЕ. В 1980 году США и Канада заключили Соглашение Дункана-Лалонда, в котором был установлен комплекс взаимоприемлемых правил формирования цен.

Для целей администрирования такой системы правительство Канады становилось единственным покупателем канадского газа по существующим внутренним ценам с целью последующего его экспорта. Правительство затем взимало экономическую ренту от экспортных продаж и перераспределяло её между продавцами газа пропорционально объёмам их добычи с помощью так называемой системы «обратного потока». Данной системе были присущи свои искажения, поскольку добывающие компании в Альберте конкурировали друг с другом за новые продажи, способные увеличить их доли в «обратном потоке».

Система экспортных цен, диктуемых правительством, стала испытывать трудности в начале 1980-х годов по мере формирования в США «газового пузыря» – избыточного предложения. Испытывая меньшее давление по закупке новых поставок, американские трубопроводные компании перестали подавать заявки на новые объёмы канадского газа. С пиковых объёмов 1979 года на уровне 28,4 млрд. м³ в год импорт канадского газа в США сократился к 1984 году на 25%.

Окончательный удар по канадской системе формирования цен на устье скважины был нанесён в 1984 году, когда FERC издала свое Распоряжение № 380. Его положение, устанавливавшее, что покупатели из числа коммунальных предприятий более не должны соблюдать требования о минимальных оплате, относилось и к американским трубопроводным компаниям, закупающим канадский газ, и к местным американским распределительным компаниям, приобретающим газ на внутреннем рынке США. Ввиду наличия «газового пузыря» и отмены положений о минимальной оплате канадская система экспортного ценообразования была уже более нежизнеспособна.

По итогам переговоров между федеральным правительством Канады и добывающими провинциями Альберта, Британская Колумбия и Саскачеван 31 октября 1985 года было заключено Соглашение о рынках природного газа и ценах – так называемое Хэллоуинское соглашение. В результате этого, по существу, была упразднена прежняя система контроля цен, что повлекло за собой реструктуризацию газовой отрасли Канады с ценообразованием в условиях конкурентного рынка и доступом третьих сторон к трубопроводам.

Как и в США, новые положения привели к возникновению у канадских трубопроводных компаний серьёзных проблем с обязательствами «бери или плати». Однако в отличие от США, где Конгресс позволил добывающим и трубопроводным компаниям самим договариваться о методах урегулирования проблем, в Канаде за ситуацию взялся NEB. Он обеспечил компании TransCanada, наиболее сильно пострадавшей от изменений в рыночной конъюнктуре и политике, возможность финансировать свои обязательства «бери или плати» и обеспечивать их за счёт допустимых надбавок к трубопроводным тарифам. Поэтому в Канаде проблема отнюдь не была столь острой, как в США или Великобритании.

4.2.6. Нынешняя система ценообразования в Северной Америке

4.2.6.1. Появление узла Хенри-Хаб в качестве центрального элемента ценообразования в Северной Америке

Реструктуризация газового сектора США в соответствии с различными Распоряжениями FERC обеспечила образование высоколиквидного и прозрачного рынка для реализации газа как товара и услуг по его транспортировке на рынки сбыта. Система сформировалась на основе ряда узлов, где благодаря наличию трубопроводных перемычек поставки газа из разных источников сводятся в единый поток и осуществляется его перераспределение между рынками различных регионов. Один из основных трубопроводных узлов в Южной Луизиане, Хенри-Хаб, обеспечивает транспортировку самостоятельно или через существующие трубопроводные перемычки значительных объёмов газа в северном и восточном направлениях из данного района. Представляя собой реально существующий пункт физической торговли газом, Хенри-Хаб стал центральным элементом североамериканской системы формирования цен на газ.

В национальных котировках для торговли физическими объёмами газа Хенри-Хаб используется в качестве контрольного пункта во многом так же, как нефтепроводный узел в Кушинге (Оклахома) для котировки цен на нефть *WTI*. Хенри-Хаб является не только контрольным пунктом для торговли реальным товаром, но и основой для торговли на NYMEX фьючерсными контрактами с поставкой на Хенри-Хаб.

Котировки фьючерсных сделок на Хенри-Хаб обладают тем преимуществом, что они абсолютно прозрачны, поскольку эта торговля осуществляется на бирже. Однако в системе существует и целый ряд других узлов и пунктов торговли. За ними следят специализированные печатные издания, хотя многим из них не достаёт ликвидности и прозрачности Хенри-Хаба. Разница между котировками Хенри-Хаба и котировками других узлов обычно именуется «базисным дифференциалом». Как правило, отражая затраты на транспортировку по трубопроводам, по которым потоки газа попадают на Хенри-Хаб, базисные дифференциалы тем не менее могут существенно изменяться с колебаниями рыночной конъюнктуры.

Существует ряд узлов, обслуживающих крупные газоснабжающие регионы. К ним относятся Katy (для верхнего техасского побережья Мексиканского залива), Waha (для Пермианского бассейна в Западном Техасе), Сан-Хуанский бассейн, Opal (для Вайоминга) и AECO-C (для провинции Альберта). Базисные дифференциалы по этим узлам отражают соотношение между объёмами предложения, имеющегося в обслуживаемых ими регионах, и уровнем спроса на их традиционных рынках. Наблюдалась тенденция к определённому ослаблению западных узлов по отношению к Хенри-Хаб, когда поставки газа на западе опережали поставки с побережья Мексиканского залива.

Рыночные узлы имеют особое значение с учётом того, что они, как правило, служат ориентиром для импортных поставок СПГ по премиальным ценам. Это в особенности характерно для Восточного побережья и Калифорнии.

4.2.6.2. Функционирование североамериканской системы

На североамериканском рынке свободно продаются как сырьевые товары, так и мощности по их транспортировке. Как правило, грузоотправители резервируют мощности на следующий месяц транспортировки. Хотя данная система является достаточно гибкой, большая часть сделок совершается ближе к концу месяца в течение «недели торгов», когда грузоотправители приобретают товар для транспортировки с использованием этих мощностей. Такая практика ведёт к образованию весьма краткосрочного – и зачастую неустойчивого – рынка.

Когда требуются инвестиции для создания новых мощностей, спонсоры проекта, как правило, проводят «сезон охоты» (*open season*) за потенциальными грузоотправителями, которые готовы принять обязательство по внесению платы за мощность для возмещения постоянных издержек, связанных с необходимыми инвестициями. Таким образом, защита обслуживания долга по инвестициям обеспечивается не при помощи комбинированного контракта на приобретение товара и его транспортировку с обязательством «бери или плати», а в виде обязательства «прокачивай или плати».

4.2.6.3. Формирование цен на газ в Северной Америке

После реструктуризации газовой промышленности в Северной Америке сложилось общее представление, что цены на газ определяются конкуренцией между различными поставщиками газа и более не требуют привязки к ценам на нефть. И действительно, в течение длительного периода времени, пока наблюдался избыток предложения газа («газовый пузырь»), считалось, что дело обстоит именно так. Это отличало реструктурированные газовые рынки Северной Америки от основанных на долгосрочных контрактах рынков Европы и Северо-Восточной Азии, где привязка к ценам на нефть оставалась неотъемлемой составной частью долгосрочных газовых контрактов.

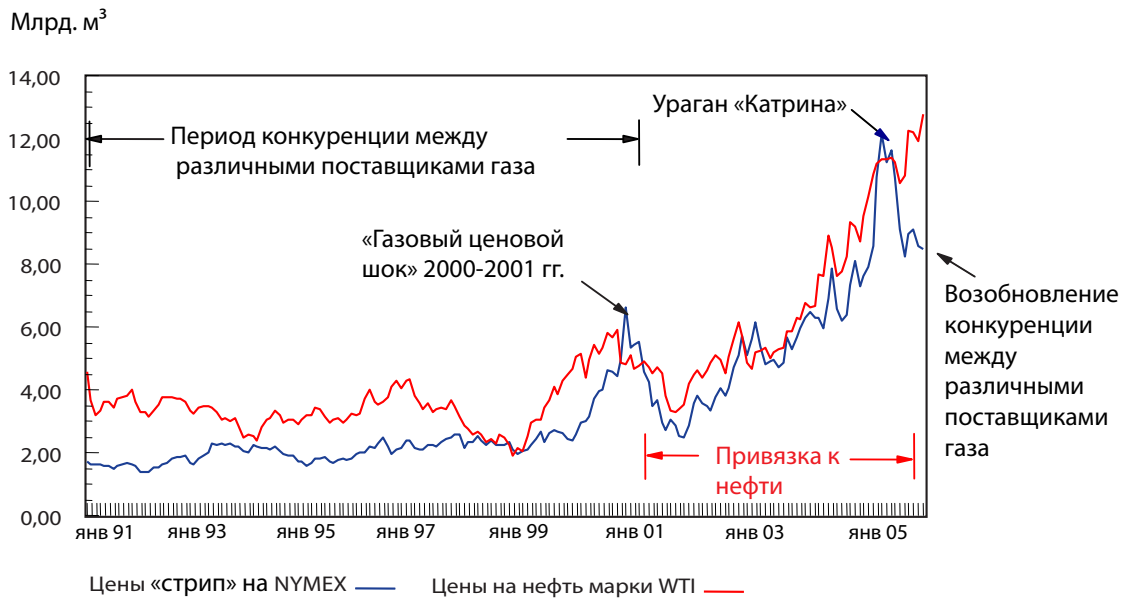
Однако «газовый шок» зимой 2000-2001 годов опроверг предположение о том, что цены на нефть более не играют никакой роли в системе формирования цен на газ в Северной Америке. В период дефицита спрос со стороны покупателей привёл к быстрому росту цен на газ, в результате чего потребители в сфере электроэнергетики, способные использовать два вида топлива, сочли более экономичным перейти с газа на топочный мазут. Таким образом, косвенная связь цены газа с ценами на нефть была восстановлена. По существу, в течение некоторого времени зимой 2000-2001 годов возможности переключения на мазут при эксплуатации двухтопливных котлоагрегатов были исчерпаны, и цены стали быстро расти в направлении ценового паритета с дистиллятным топливом.

На *рисунке 27* показана взаимосвязь между ценами на нефть и газ в период с 1991 года. Проводится сравнение среднемесячной цены на нефть сорта *WTI* в долл. США за млн. БТЕ со средней ценой «стрип» по фьючерсным контрактам Хенри-Хаб³⁴. В течение всего периода 1991-2000 годов цены на нефть были намного выше цен на газ за исключением нескольких кратких периодов существенного снижения цен на нефть. Однако впоследствии рост цен на нефть обусловил повышение цены газа ввиду косвенной связи между ценами на нефть

34. Цена «стрип» на NYMEX – это средняя форвардная цена фьючерсных контрактов на Хенри-Хаб на последующие 12 месяцев. Она отражает ценовые ожидания на данный месяц, снижая при этом неустойчивость котировок спотового рынка (в особенности, сезонную).

и газ. Только весной 2006 годы цены на газ вновь освободились от влияния нефти. Это, несомненно, отражает определённую реакцию спроса на рост цен и тот факт, что рынок полностью насыщен в последнее время. Об этом свидетельствуют рекордные уровни запасов в подземных хранилищах.

Рис. 27: Динамика цен на газ на Хенри-Хаб с 1991 г. (на основе цен «стрип» на NYMEX)



Источник: Джим Дженсен

Существует некоторая неопределённость в отношении того, как долго конкуренция между различными поставщиками газа будет определять состояние цен. Те, кто считает, что это временное явление, ожидают жаркого лета (со значительным спросом на электроэнергию для кондиционеров воздуха) или повторения ущерба от урагана производственным объектам для возврата к напряжённым рынкам с их высокими ценами на газ, формирующимися в привязке к нефти.

Возвращение косвенной привязки к цене нефти – и её исчезновение весной 2006 года – можно объяснить основополагающими законами экономики предложения и спроса. В случае теоретического формирования цен на сырьевой товар предложение растёт с повышением уровня цен, а спрос в то же время падает. При цене рыночного равновесия наблюдается баланс спроса и предложения (см. рисунок 28).

Газовые рынки намного более сложны, поскольку показатели эластичности варьируются по сегментам рынка и вследствие конкуренции между различными видами топлива. На рисунке 29 показана гораздо более реалистичная картина формирования цены на газ в Северной Америке, отражающая конкуренцию с нефтью и различающиеся показатели эластичности разных сегментов газового рынка.

Рис. 28: Классический пример теоретической динамики предложения, спроса и цен

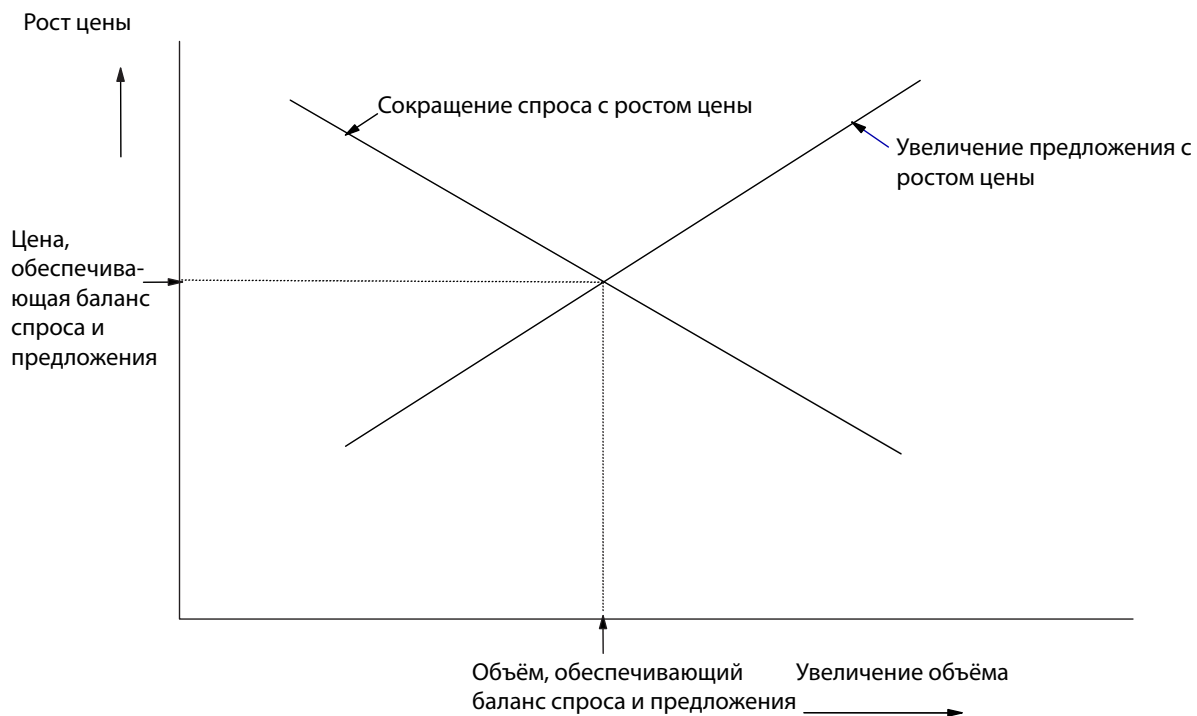


Рис. 29: Более реалистичный график краткосрочного предложения и спроса на газ в условиях газовой конкуренции



Источник: Джим Дженсен

Краткосрочное предложение относительно неэластично. В условиях избытка предложения спрос также неэластичен, поскольку потребители, стремящиеся использовать газ, могут получить его, а наращивание дополнительных газопотребляющих мощностей за счёт предоставления ценовых скидок представляет собой достаточно медленный процесс. В итоге поведение газовых цен обуславливается ценовыми скидками, и цены на нефть не имеют значения.

Вместе с тем, на *рисунке 30* показано, что происходит с ценообразованием по мере роста напряжённости рынка. Конкурентная борьба за краткосрочное предложение способствует быстрому росту цен до пологого участка кривой, отражающего цены на мазут («зона 1» на *рисунке*). Если же рынок достаточно напряжён, возможности переключения на мазут исчерпываются и цены устремляются к следующему пологому участку, отражающему цены на дистилляты («зона 2» на *рисунке*). Именно такое состояние рынка превашировало в период газового ценового шока зимой 2000-2001 годов.

Рис. 30: Ещё один график краткосрочного предложения / спроса – два рынка с восстановленной конкуренцией между нефтью и газом



Источник: Джим Дженсен

В течение продолжительного периода привязки к ценам на нефть с 2001 до начала 2006 года (за исключением кратковременного возврата к конкуренции между различными поставщиками газа в 2001 году) цены обнаруживали тенденцию к колебанию между ценовыми паритетами с мазутом и дистиллятным топливом. На напряжённых рынках цены поднялись до верхней границы, а вялые рынки позволили им опуститься до уровня цен на мазут.

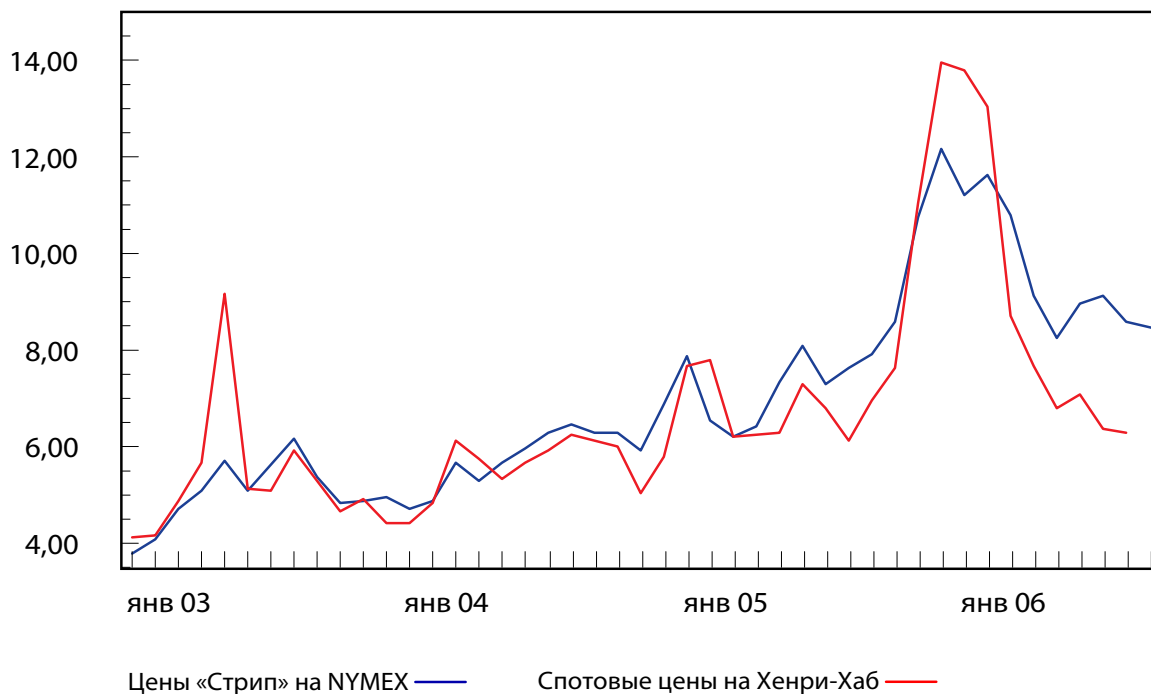
4.2.6.4. Нынешняя взаимосвязь цен в Северной Америке

Спотовый рынок наличного товара в Северной Америке отличается высокой неустойчивостью, но участники рынка используют производные инструменты для управления ценовыми рисками. На Нью-Йоркской товарной бирже предлагаются фьючерсные контракты на периоды в будущем продолжительностью вплоть до 72 месяцев, однако ликвидность контракта стремительно падает по мере удлинения его сроков. При использовании внебиржевых свопов возможны даже ещё более долгосрочные сделки, но в этом случае также могут возникнуть проблемы с ликвидностью.

Спотовые цены на природный газ и цены отдельных месячных фьючерсов могут быть достаточно неустойчивыми и находятся под влиянием фактора сезонности. Одним из методов получения более стабильного критерия измерения цен на газ является использование ценовых рядов «стрип» на NYMEX. Цена «стрип» представляет собой среднее значение котировок последующих 12 месяцев фьючерсных контрактов и фактически устраняет фактор сезонности ценовых рядов по спотовым сделкам. В то время как ряды «стрип» и спотовые цены следуют примерно одинаковым траекториям, ряды «стрип» устраняют большую часть краткосрочных подъёмов и снижений. На *рисунке 31* представлено сравнение спотовых цен на Хенри-Хаб и цен «стрип» на NYMEX за период с 2003 года.

Рис. 31: Взаимосвязь между спотовыми ценами и ценой «стрип» на NYMEX по Хенри-Хаб

Млрд. м³



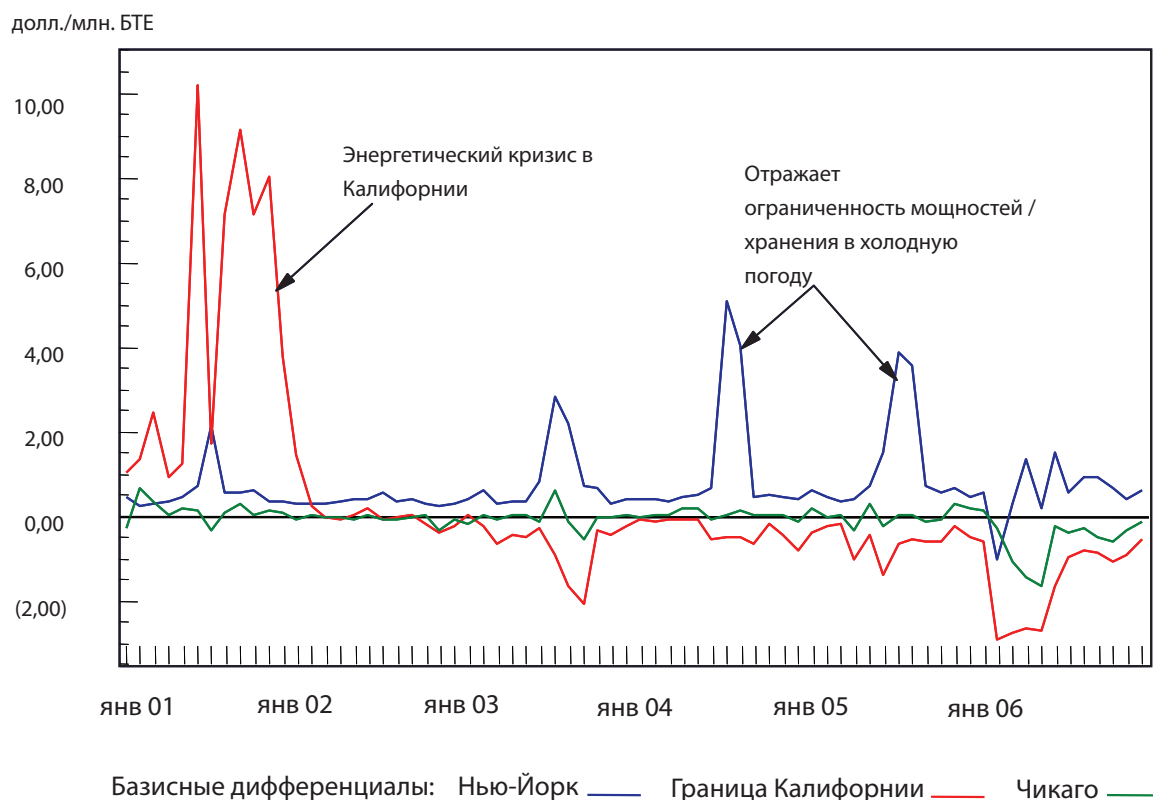
Рыночные базисные дифференциалы увязывают цены на других узлах с ценой на Хенри-Хаб. На *рисунке 32* представлено сравнение базисных дифференциалов для нескольких рыночных узлов – Нью-Йорка, Чикаго и границы Калифорнии. Как явствует из *рисунка 32*, различия между

ценами в Чикаго и на Хенри-Хаб сравнительно небольшие, это позволяет предположить ограниченность ценового стимула для привлечения поставок с побережья Мексиканского залива на верхний Средний Запад.

Газовый ценовой шок 2000-2001 годов сопровождался глубоким энергетическим кризисом в Калифорнии. На *рисунке 32* показано, насколько высоко поднялись цены в Калифорнии по сравнению с ценами в других регионах страны. Однако с того времени цены на границе в Калифорнии обычно были ниже цен Хенри-Хаб. Это позволяет предположить, что реальная физическая точка равновесия³⁵ находится к западу от Хенри-Хаб.

Тот факт, что Хенри-Хаб не является нулевой точкой ценообразования в системе, подтверждается тем, что пики ценообразования в Нью-Йорке, как правило, совпадают с отрицательными колебаниями цен в Калифорнии. Холодные погодные условия на восточном побережье предположительно толкают вверх не только цены рыночного узла, но и цены в Луизиане. Таким образом, отрицательные базисные дифференциалы в Калифорнии являются скорее результатом повышения цен на Хенри-Хаб, чем снижения цен в Калифорнии.

Рис. 32: Базисные дифференциалы (относительно Хенри-Хаб) по отдельным газораспределительным системам



35. Гипотетическая «нейтральная точка», в которой затраты на транспортировку газа на восточное или западное побережье примерно одинаковы.

4.2.7. Выводы

После продолжительного периода жёсткого регулирования, включая контроль над ценами на устье скважины, США и Канада провели полную реструктуризацию своих газовых секторов. Основная часть мер по либерализации была предпринята во второй половине 1980-х годов. В настоящее время и газ как сырьевой товар, и трубопроводные мощности свободно продаются и обеспечивают весьма высокую гибкость рынка газа. Для цен характерна нестабильность, однако для управления рисками могут использоваться такие финансовые производные, как фьючерсы и свопы.

В течение продолжительного периода избыточного предложения на рынках США («газового пузыря») было широко распространено мнение, что ценообразование на базе конкуренции между различными поставщиками газа стало доминировать на рынках и ценообразование с привязкой к нефти утратило свое значение. Однако дефицит газа, возникший зимой 2000-2001 годов, способствовал восстановлению привязки к ценам на нефть, вынудив некоторых потребителей перейти на нефть, когда цены на газ выросли до уровня нефтяных цен. Привязка к ценам на нефть просуществовала большую часть периода с 2001 до весны 2006 года, когда вновь появилось избыточное предложение газа и превалирующим элементом ценообразования опять стала конкуренция между различными поставщиками газа.

Вместе с тем, зима 2000-2001 годов оказалась переломным моментом. Она способствовала изменению представлений в США и Канаде о том, что предложение газа в Северной Америке является достаточным для поддержания темпов роста спроса, прогнозируемых для рынка. В настоящее же время большинство прогнозов исходит из предположения, что зависимость от импортного СПГ сильно возрастет не только в США, но и в Канаде и Мексике.

4.3. Великобритания

4.3.1. Краткое изложение

Газовая промышленность Великобритании является в настоящее время одной из наиболее конкурентных по ценам в мире. Её преобразование из государственной газовой монополии в 1986 году в ликвидный и конкурентный рынок, который имеет место сегодня, является результатом благоприятных условий и важных политических инициатив.

Из благоприятных условий можно выделить следующее: со стороны предложения – опора на отечественный газ благодаря появлению избытка газа с низкой себестоимостью из центрального района Северного моря, значительные объёмы которого обеспечили конкуренцию с традиционными поставками по контрактам; а со стороны спроса – необходимость расширения электроэнергетики Великобритании с минимальным ущербом для окружающей среды благодаря использованию газовых электростанций в рамках реструктурированного рынка электроэнергии.

К числу политических инициатив относились следующие:

- приватизация компании-монополиста British Gas
- формирование регулирующего органа – Управления газоснабжения (*Ofgas*) (позднее – Управления по газу и электроэнергии (*Ofgem*)) для осуществления надзора за конкуренцией
- ограничение доли British Gas в поставках с новых месторождений на уровне 90%, что позволило обеспечить возможность поставок конкурирующими продавцами
- требование о доступе третьих сторон к транспортной системе для обеспечения конкурирующим поставщикам возможности доступа к потребителям
- требование о том, чтобы British Gas освободила своих клиентов от каких-либо обязательств по закупке, что способствовало появлению новых покупателей у конкурирующих с British Gas производителей. Данная мера осуществлялась в несколько этапов.

Из прежней British Gas выделились три самостоятельных организации:

- BG – ранее материнская компания, а ныне крупная международная газовая компания, которая осуществляет особенно активную деятельность в сфере СПГ
- Centrica – бывшее бытовое подразделение, а ныне успешная независимая организация по сбыту газа
- TransCo – бывшая компания по транспорту газа, которая в настоящее время управляет газотранспортными операциями и которая была приобретена крупнейшей в Великобритании электросетевой компанией «Национальная сеть» (National Grid).

В результате принятия данных мер, компании Centrica пришлось столкнуться с крупными финансовыми проблемами, поскольку она была всё ещё связана обязательствами «бери или плати» по договорам поставки газа, который она уже более не могла поставлять своим

клиентам, нашедшим новых поставщиков. Эти финансовые проблемы были урегулированы путём переговоров с производителями. Однако, большая часть объёмов газа, сдаваемых на побережье Великобритании, по-прежнему поставлялась на основе долгосрочных контрактов, в том числе заключённых в рамках системы самоконтрактования и привязанных главным образом к новой цене, сформировавшейся в Национальной точке балансирования.

Газопровод Interconnector, соединивший Бэктон в Великобритании с Зебрюгге в Бельгии, на начальном этапе предназначался для экспортных поставок газа из Великобритании на континент в рамках долгосрочных контрактов, включавших в себя несколько новых элементов. В сравнении с контрактами, доминировавшими в импортных поставках газа в континентальную Европу, экспортные контракты Великобритании заключались на меньшие объёмы газа (каждый в пределах максимум нескольких млрд. кубометров в год) и на меньшие сроки (10-15 лет). Поставки по трубопроводу Interconnector также позволили создать основу для ценового взаимодействия с континентом за счёт заключения арбитражных сделок между системой, базирующейся на краткосрочном ценообразовании в Великобритании, и континентальной системой, которая по-прежнему зависит от крупных импортных контрактов и договоров поставки, основанных на принципе стоимости замещения с твердыми договорными обязательствами по поставке.

Произошедшее в 2004 году важное превращение Великобритании из чистого экспортёра газа в чистого импортёра повлекло за собой некоторую неопределённость в отношении динамики ликвидности на её газовом рынке, а также по поводу того, каким образом будущие цены в Великобритании будут взаимодействовать с ценами на континенте.

4.3.2. Введение

4.3.2.1. История регулирования газовой отрасли Великобритании

В период с 1948 года, когда правительство Великобритании национализировало группу местных газораспределительных компаний, по 1986 год, когда оно приватизировало British Gas Corporation, транспортировка и распределение газа осуществлялись как государственные монопольные операции с эксклюзивными правами на закупку газа, добываемого в Великобритании. В 1980-х годах консервативное правительство Маргарет Тэтчер начало реализацию крупной программы по выводу из-под контроля государства корпораций-монополистов путём их продажи частному сектору. Закон «О природном газе» от 1986 года, разрешивший продажу компании British Gas, по существу, означал замену государственной монополии частной. В этой связи возникла необходимость в осуществлении государственного надзора в общественных интересах.

Пока British Gas находилась в собственности государства, она осуществляла надзор за крупнейшим преобразованием британской газовой промышленности из отрасли с изолированными местными системами газоснабжения на основе синтетического газа в третью в мире по величине единую газотранспортную и газораспределительную систему на основе природного газа. На момент открытия запасов природного газа в Северном море в 1965 году, Великобритания являлась крупнейшим в мире производителем синтетического газа, на долю которого приходилось 6% от общего конечного энергопотребления в стране.

Хотя закон «О природном газе» от 1986 года предусмотрел регуляционный надзор за отраслью путём создания Управления газоснабжения, формирование политики этого ведомства заняло продолжительное время. В течение данного переходного периода British Gas, представлявшая собой неэффективно регулируемую частную монополию, являлась одной из наиболее рентабельных газовых компаний в мире.

С тем чтобы не допустить получения British Gas монопольной ренты от её малозатратных поставок по контрактам, правительство Великобритании ввело в 1981 году сбор на газ, добываемый в Северном море. Ввиду того, что условия первоначальных контрактов сохранялись в силе, это, по существу, лишило производителей их доли в ренте от повышающихся цен, разделив ренту между British Gas и правительством. Газовый сбор продолжал взиматься до его упразднения в 1998 году.

Одна из политических целей, которую преследовал закон «О природном газе» от 1986 года, заключалась в привнесении рыночной конкуренции в газовую отрасль. С учётом того, что British Gas являлась монопольным продавцом продукции всем потребителям в Великобритании, а также монопольным покупателем всего газа, добываемого в Северном море, в закон были включены два положения, преследовавшие цель открытия рынка для конкуренции. Во-первых, в нём было установлено требование о том, чтобы на всех газопроводах British Gas был установлен режим доступа третьих сторон для всех продавцов газа. И, во-вторых, для обеспечения новым поставщикам газа, добываемого в Северном море, возможности его реализации, закон разрешил крупным потребителям (свыше 25 тыс. терм³⁶, или приблизительно 70 тыс. м³) получать газ из альтернативных источников. В их число входили, главным образом, промышленные потребители. В 1989 году Ofgas ограничило 90 процентами долю British Gas в закупках газа с новых месторождений. Это заставило производителей реализовывать оставшиеся 10% за рамками системы British Gas.

В результате того, что независимые производители заняли определённую долю рынка согласно закону «О природном газе», доля British Gas на оптовом рынке газа Великобритании резко сократилась. С учётом того, что все контракты British Gas на добычу в британском секторе Северного моря являлись долгосрочными и предусматривали обязательства «бери или плати», компания столкнулась с необходимостью выполнения существенных обязательств такого рода (частично относившихся к поставкам газа по высоким ценам в рамках контрактов, не предусматривающих возможность пересмотра их условий) по газу, который она более не поставляла в промышленный сектор.

В соответствии с политикой правительства, British Gas провела в 1987 году крупную корпоративную реорганизацию. Она выделила свои направления деятельности по сбыту, обслуживанию и розничным продажам, передав их вновь созданной отдельной компании Centrica. В интересах обеспечения притока денежных средств для выполнения финансовых обязательств новой компанией, ей были переданы две лицензии на добычу газа на море – на месторождениях Северный и Южный Моркам (*North* и *South Morecambe*). Все другие права в сфере добычи, а также операции по транспортировке и хранению газа остались за материнской компанией, которая была тогда переименована в BG.

36. 1 терм – единица измерения энергии равная 100 000 британских тепловых единиц (БТЕ).

В 1989 году в Великобритании началась приватизация электроэнергетики на основании закона «Об электроэнергии», принятого в том же году. Согласно этому закону, было сформировано аналогичное регулирующее ведомство по электроэнергетике – Управление по регулированию электроэнергетики (*Offer*). Значительно позднее, в 1999 году, оба регулирующих органа (по газу и по электроэнергии) были объединены в единую организацию – Управление по газу и электроэнергии (*Ofgem*).

Работа по открытию газового рынка для конкуренции продолжалась. В 1992 году средние потребители – главным образом, из сферы услуг – (более 2500 терм) получили разрешение на закупку газа у независимых поставщиков. А в 1995 году в некоторых районах была опробована практика конкуренции за обслуживание бытовых потребителей. За этими мерами в 1998 году последовало полное упразднение монополии Centrica на сбыт газа.

На начальном этапе управление газотранспортной системой с предоставлением доступа третьих сторон осуществлялось дочерней компанией BG, именованной TransCo. Однако эффективной эксплуатации системы препятствовали крупные проблемы. В 1996 году Ofgas приняло Сетевой кодекс, в котором были регламентированы правила подачи заявок, суточного балансирования, выделения трубопроводных мощностей, торговая и информационная системы. Этот всеобъемлющий свод правил является основой для обеспечения доступа третьих сторон и проведения торговых операций. В 1999 году он был дополнен положениями об электронной системе торгов.

После выделения из своей структуры компании Centrica, BG развернула масштабную кампанию зарубежных инвестиций, и в настоящее время эта компания является крупным участником международных газовых проектов, особенно в сфере СПГ. На тот момент корпорация продолжала осуществлять несколько регулируемых видов деятельности. Она являлась оператором транспортной системы и месторождений, используемых в качестве подземных хранилищ газа. В 1998 году ей было предписано «открыть» свои подземные хранилища для пользования третьими лицами. В 2000 году BG фактически прекратила осуществление всех регулируемых видов хозяйственной деятельности, выделив в отдельную структуру регулируемую трубопроводную систему TransCo, с образованием новой компании Lattice. Lattice же была приобретена в 2002 году Национальной сетью, которая владеет высоковольтными линиями передачи в Англии и Уэльсе и выполняет их техническое обслуживание.

4.3.2.2. Налоговый режим в Великобритании

В Великобритании нефтяные компании выступают в качестве организаций частного сектора, на которые распространяется налоговый режим страны. Сложная налоговая система нацелена на максимизацию рентных поступлений в пользу правительства. За прошедшие 30 лет налоговый режим в промышленной сфере деятельности в стране претерпел многочисленные изменения. «В 1975 году была введена специальная система «налог плюс роялти» применительно к добыче нефти, в рамках которой взимались роялти, налог на нефтегазовые доходы и корпоративный налог. В последующие годы эта система многократно менялась, обычно увеличивая налоговое бремя когда цены на нефть росли». «...с 1983 года бремя налогов на разработку новых месторождений было снижено. По состоянию на 2002 г. существовало две разные системы налогообложения – для старых и новых месторождений.

Для месторождений, разработка которых была утверждена до конца марта 1982 года, применялись следующие элементы налоговой системы:

- роялти, уплачиваемый по ставке 12,5% от стоимости продукции
- налог на нефтегазовые доходы, уплачиваемый по ставке 50%
- корпоративный налог, ставка которого составляла в то время 30%.

По месторождениям, разрабатывавшимся в период с апреля 1982 года по 16 марта 1993 года, роялти не уплачивается. По новым месторождениям, разрабатываемым начиная с марта 1993 года, не уплачивается ни роялти, ни налог на нефтегазовые доходы. Эффективная налоговая ставка по новым месторождениям составляет, таким образом, 30%. «В бюджете на 2002 год правительство ввело 10%-ную плату с доходов от операций в Северном море, которая была уравновешена налоговыми списаниями на уровне капиталовложений первого года, против существовавших ранее налоговых освобождений на уровне 25%»³⁷.

4.3.2.3. Газотранспортная система

Управление газотранспортной системой в настоящее время осуществляется Национальной сетью, которая отвечает за распределение природного газа на всей территории Великобритании. Она эксплуатирует пять терминалов, где морские трубопроводы соединяются с сетью – Бэктон, Теддлерторт, Изингтон, Тиссайд и Сент-Фергус. Система также соединена с двумя подземными хранилищами газа, созданными на базе выработанных месторождений, а также с несколькими газоохранилищами в соляных кавернах и резервами на случай обслуживания пикового спроса (*peak-shaving installations*).

В Великобритании имеется несколько газовых месторождений, которые расположены по обе стороны от медианной линии, разграничивающей секторы стран в Северном море. В одних случаях производится раздел совместно добытого газа, и на внутренний рынок каждой страны поставляется её доля, как это осуществляется, например, на месторождении Статфьорд. Однако в других случаях вся продукция полностью отправляется одному из владельцев. Одно из таких месторождений, Фригг, находится по большей части в норвежских водах, но отгрузка продукции с него производится в Великобританию. До конца 90-х годов это месторождение обеспечивало основные объёмы трубопроводных поставок импортного газа в Великобританию. Ещё одним месторождением, Маркхэм, Великобритания владеет совместно с Нидерландами, и добываемая на нём продукция отправляется в эту страну.

В рамках сухопутной газотранспортной инфраструктуры система доступа для третьих сторон. В настоящее время она функционирует на основе платы на входе и платы на выходе по каждому пункту сдачи-приёмки в сети, и также взимается дополнительный сбор независимо от местонахождения. Однако, в отличие от Соединённых Штатов, где главным местом совершения торговых операций с газом, созданным заинтересованной отраслью, является Хенри-Хаб – точка пересечения нескольких трубопроводов, где фактически происходит торговля физическими объёмами, все торговые сделки в Великобритании совершаются в условной точке, установленной нормативно-правовым актом, которая именуется «Национальная точка

37. Все цитаты из: OECD/IEA, *Energy Policies of IEA Countries: United Kingdom 2002 Review* (IEA, 2002); дополнительная информация – см. сайт Министерства торговли и промышленности Великобритании: <<http://www.og.dti.gov.uk>>.

балансирования» (NBP). После того, как объёмы газа проходят пункт входа, считается, что газ поступил на NBP, где с ним могут осуществляться торговые операции и откуда он может сдаваться в любом пункте выхода. NBP обеспечивает ликвидную и прозрачную основу для формирования цен на газ. Существует также функционирующий фьючерсный рынок газа с привязкой к NBP, сделки на котором осуществляются через Международную нефтяную биржу. Торги осуществляются контрактами с объёмами в 1 тыс. терм.

В 1998 году было завершено строительство газопровода Interconnector между британским Бэктоном и Зебрюгге в Бельгии, который соединил газовый рынок Великобритании с континентом. Владельцами Interconnector являются несколько компаний, которые могут также резервировать за собой право на его мощности, хотя некоторые грузоотправители могут приобретать мощности по прокачке газа даже в том случае, если они не являются акционерами данной трубопроводной компании. По состоянию на конец 2006 года состав акционеров был следующим:

BG	25,00%
ConocoPhillips	10,00%
Distrigaz	16,41%
ENI	5,00%
E.ON Ruhrgas	23,59%
Газпром	10,00%
Total	10,00%

После сдачи газопровода Interconnector в эксплуатацию ожидалось, что он будет использоваться для экспорта излишков британского газа из региона Северного моря на континент. В связи с этим компрессорные мощности для перекачки продукции на континент были спроектированы на уровне 20 млрд. м³, а мощности для перекачки в обратном направлении составляли всего 8,5 млрд. м³ (поскольку в Зебрюгге не были предусмотрены компрессорные мощности).

Сначала Interconnector служил средством доставки экспортных объёмов из Великобритании на континент. Такие поставки осуществлялись на основе экспортных контрактов, которые были аналогичны классическим долгосрочным контрактам на поставку газа в Континентальную Европу (требование о минимальной оплате и ценообразование на основе стоимости замещения, привязанное, как правило, к мазуту), за исключением того, что объёмы поставки по ним были меньше (от одного до нескольких млрд. м³ в год), а срок их действия короче – порядка 10 лет. Они также содержали положения, разрешающие продавцу или покупателю совершать арбитражные операции между Зебрюгге и Бэктоном (положения о прерывании поставок), и некоторые элементы в положениях об индексации цены, которые допускали учёт конкуренции производителей газа. Однако практически сразу после его пуска в эксплуатацию сезонный пик спроса в Великобритании в зимний период обусловил необходимость осуществления поставок в обратном направлении. С этого времени такая система сохраняется: поставка на континент в течение большей части года, с перекачкой в обратном направлении во время сезонных пиков спроса в Великобритании в зимнее время. Таким образом, Великобритания, по существу, использует

запасы газа в хранилищах на континенте для регулирования сезонных пиков спроса при помощи формирования цен на дефицитный ресурс.

Чистые потоки газа из Великобритании на континент неуклонно сокращаются ввиду того, что добыча на месторождениях в Северном море сначала прекратила расти, а потом стала снижаться, в то время как спрос в Великобритании продолжает расти, хотя и медленными темпами. Осенью 2005 года были увеличены до 16,5 млрд. м³ компрессорные мощности для перекачки продукции в обратном направлении на основании предположения о том, что в будущем все потоки будут направляться скорее в Великобританию, чем из неё. Мощности для перекачки в обратном направлении были увеличены ещё больше – до 23,5 млрд. м³ к концу 2006 года и, ожидается, будут наращены ещё на 2 млрд. м³ к октябрю 2007 года.

Очевидно, что Interconnector обеспечивает средство для совершения арбитражных сделок между ликвидным рынком Великобритании, работающим на базе формирования цен на дефицитный ресурс, и континентальными рынками, зависящими от поставок по контрактам, однако это касается только тех объёмов, которые не связаны краткосрочными или среднесрочными договорными обязательствами. С учётом того, что данное физическое взаимодействие является совершенно новым феноменом, ещё не сформировался соответствующий чёткий механизм формирования цен для поставок, осуществляемых между Великобританией и континентом. В действительности, крупные участники рынка будут иметь возможность для реализации зимой части своих избыточных объёмов, в зависимости от своих обязательств по поставкам на оставшуюся часть зимнего периода. Для этого им придётся учитывать пределы поставок по своим контрактам (включая определённый риск недопоставки со стороны своих поставщиков), а также объёмы газа, находящиеся в их собственных хранилищах.

Континентальная система балансирования нагрузки представляет собой систему управления, при которой оператор должен учитывать свои поставки на основе заранее определённых договорных обязательств и свой доступ к объёмам, находящимся в хранилищах. Система же, применяемая в Великобритании, задумана как более ориентированная на рынок, при которой, как ожидается, высокие цены будут привлекать дополнительные объёмы краткосрочных поставок. Если предположить, что газовые компании Континентальной Европы в настоящее время управляют своей сезонной нагрузкой, ориентируясь на свои договорные обязательства перед своими собственными клиентами, то у них может не оказаться необходимых возможностей для обслуживания дополнительных потребностей пикового рынка в Великобритании, несмотря на высокие ценовые сигналы в этой стране. Тем не менее, в краткосрочной перспективе проблема дополнительных мощностей не должна возникнуть. Например, в течение необычно тёплой зимы 2006-2007 годов избыток предложения и снижение цен на рынке Великобритании были также результатом увеличения мощности трубопровода Interconnector и запуска новых трубопроводов Langeled и BVL (см. раздел 4.3.3.3).

4.3.3. Спрос и предложение в Великобритании

4.3.3.1. Спрос на газ

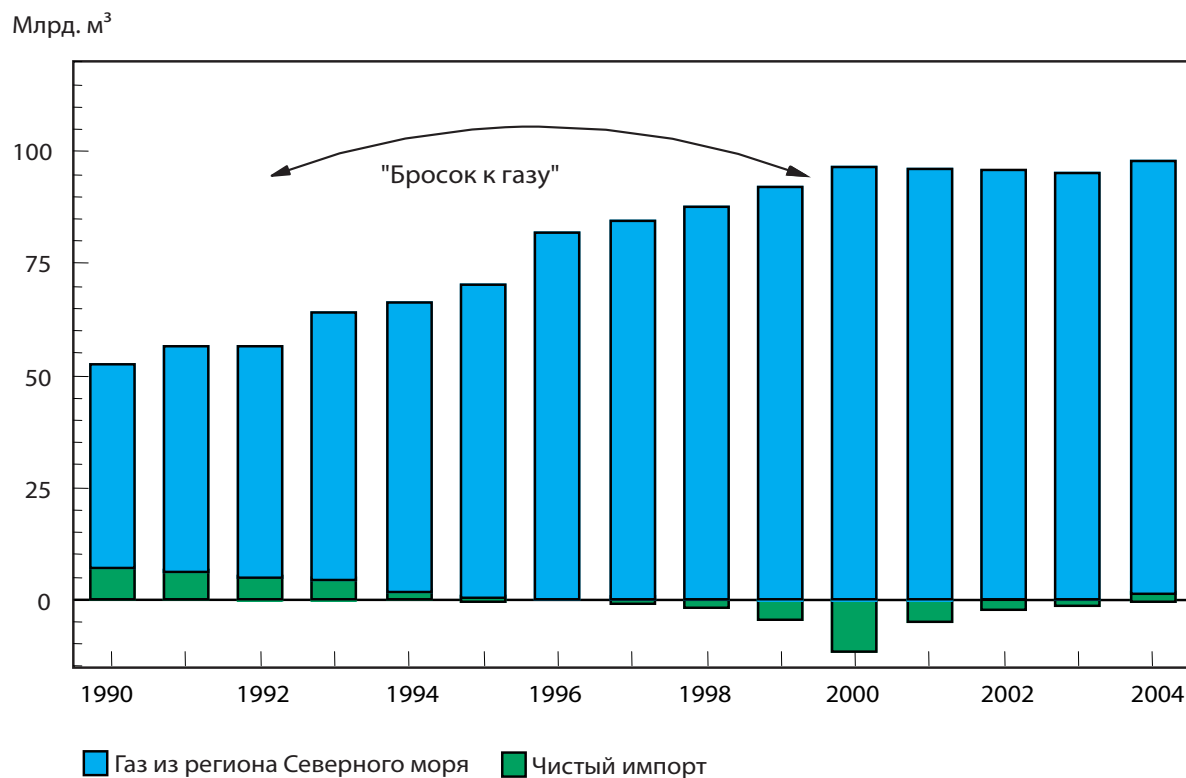
Приватизация British Gas в 1986 году и предоставление возможности доступа третьих сторон на крупном промышленном и электрогенерирующем рынке имели целью создание конкурентного рынка, на котором цены на газ должны определяться конкуренцией между различными поставщиками газа, а не монополией закупок. На первом этапе производители начали конкурировать за обслуживание крупных потребителей, и Centrica (выделившаяся из British Gas в самостоятельное предприятие по сбыту) утратила свою долю рынка. Однако совокупные последствия для роста общего спроса на газ были ограниченными.

Наиболее крупные изменения в структуре потребления газа начались в 1991 году, когда компания Enron заключила сделку на строительство крупной ТЭЦ с компанией Imperial Chemical Industries на территории её химического предприятия в Тиссайде. Это событие произошло почти сразу же после либерализации электроэнергетики в 1989 году. Закон «Об электроэнергии» от 1989 года ликвидировал монополию Электроэнергетического совета, освободил электрогенерирующие компании от обязательных закупок дорогого отечественного угля, обеспечил доступ третьих сторон к сети в рамках так называемого Объединения электроэнергетических систем и, тем самым, обеспечил всем участникам возможность поставлять электроэнергию в единую энергосистему. Кроме того, British Gas (и EC) ранее проводили политику отказа от использования газа для выработки электроэнергии, так что существовал огромный латентный спрос. Наличие предложения газа явилось стимулом к сооружению электростанций, оборудованных газотурбинами комбинированного цикла, которые начали конкурировать со старыми угольными ТЭС и вытеснять их (за исключением пылеулавливающих фильтров, угольные ТЭС были практически ничем не оборудованы в плане охраны окружающей среды). Данная тенденция, известная как «бросок к газу» (*dash for gas*), повлекла за собой резкое сокращение потребления угля в Великобритании и взвинтила спрос на газ (см. рисунок 33). В 1991-1999 годах спрос на газ в стране существенно вырос за счёт отказа от применения угля. В этот период потребление угля снизилось на 55%. Либерализация электроэнергетики способствовала установлению в этой отрасли спроса, реагирующего на уровень цен, что позволило поставщикам реализовывать газ в летний период при условии конкурентоспособности газовой цены с ценой на электроэнергию, вырабатываемую угольными ТЭС.

4.3.3.2. Предложение и торговля газом

На этапе введения системы доступа третьих сторон, Великобритания полагалась в развитии своей газовой промышленности на свои ранее открытые месторождения сухого (не ассоциированного с нефтью) газа в южной части Северного моря. По мере освоения этих месторождений, общая величина запасов газа страны фактически снижалась. Освободившись от ограничений договорных требований British Gas и получив возможность для сбыта газа даже в летний период, производители увеличили объёмы своей добычи за счёт повышения норм отбора из существующих запасов и разработки месторождений-спутников. Этому также способствовало изменение режима взимания ренты для новых месторождений – сначала за счёт упразднения налога на нефтегазовые доходы в марте 1993 года.

Рис. 33: Потребление газа, добытого в Северном море, и чистый импорт газа в Великобританию



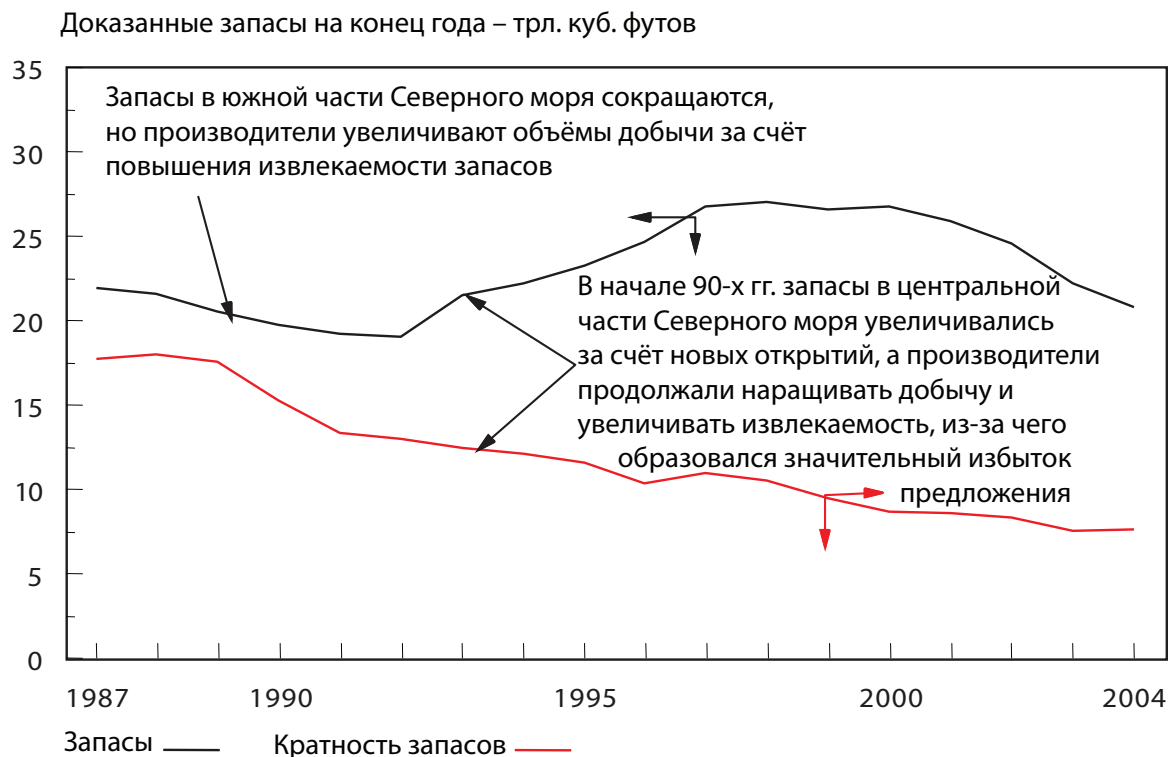
Источник: Джим Дженсен

Однако в этот период открывались и начинали осваиваться крупные месторождения в центральной части Северного моря, что обратило вспять тенденцию к снижению общего объёма доказанных запасов. Большая часть газа из центральной части континентального шельфа Великобритании (КШВ) представляла собой попутный газ и газ с газоконденсатных месторождений, где значительная часть затрат на газовую добычу переносилась на добычу жидких углеводородов.

Таким образом, в период, когда начался «бросок к газу», производители не только продолжили увеличивать нормы отбора своих запасов, но и были открыты новые крупные месторождения газа, что создавало убедительные стимулы к реализации газа для поддержки увеличившегося газового потребления в электроэнергетике. На *рисунке 34* показано изменение доказанных запасов и отношения запасов к объёмам добычи в рассматриваемый период.

Наращивание добычи не только способствовало ускоренному росту спроса на газ в Великобритании, но также позволило стране стать в 1998 году, когда было завершено строительство газопровода Interconnector, крупным экспортёром газа на континент. Однако в 2000 году доказанные запасы и добыча газа в Великобритании достигли своего пика, после чего рост объёмов экспорта прекратился. *Рисунок 35* иллюстрирует динамику газовой добычи в Великобритании, а *рисунок 36* – чистого объёма торговли газом в указанный период.

Рис. 34: Сопоставление доказанных запасов газа Великобритании в Северном море с обеспеченностью добычи доказанными запасами



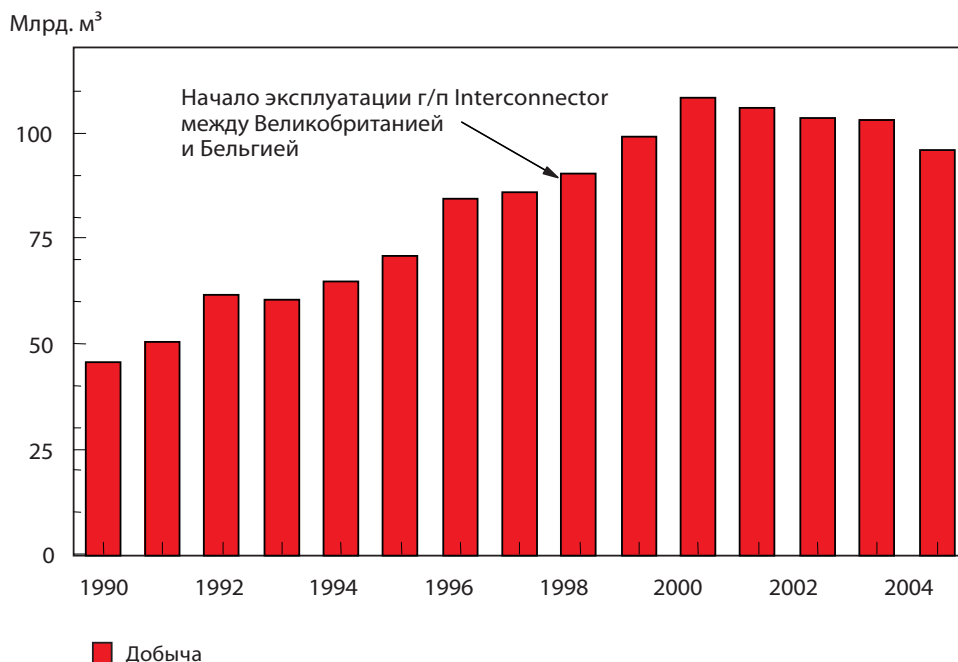
Источник: Джим Дженсен

4.3.3.3. Будущее предложение газа в Великобритании

Превращение Великобритании в чистого импортёра газа после того, как в течение длительного периода она являлась его чистым экспортёром, сформировало новую рыночную обстановку как в самой Великобритании, так и в Континентальной Европе. Как представляется, спрос на газ в Великобритании продолжает расти, в то время как добыча в Северном море начинает снижаться. Такое сочетание рыночных сил однозначно обеспечит Великобритании в будущем роль крупного импортёра. Однако ответ на вопрос, насколько увеличится объём британского импорта, является весьма неоднозначным, поскольку зависит во многом от разницы между неопределённым прогнозом спроса (основанным на потреблении газа в электроэнергетике, в какой-то степени зависящим от политики Великобритании в области возобновляемых источников энергии и от возможного возрождения атомной энергетики) и неопределённым прогнозом предложения.

Ряд поставщиков пытается воспользоваться таким ростом импортного рынка. Выше уже упоминалось об увеличении мощностей для перекачки в обратном направлении по газопроводу Interconnector, которые будут использоваться для совершения арбитражных сделок (и пока что не для безусловных контрактов). Но уже были выдвинуты предложения о строительстве новых или модернизации существующих трубопроводов для газоснабжения Великобритании.

Рис. 35: Добыча газа в Великобритании



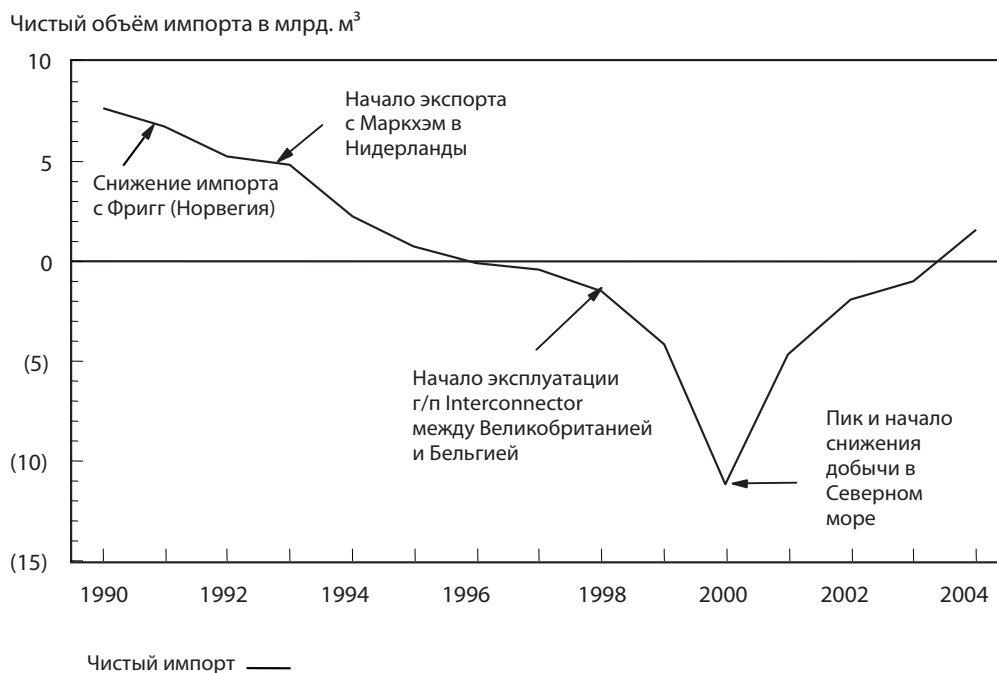
Источник: Джим Дженсен

Газопровод Vesterled с пропускной способностью 10 млрд. м³ в год связывает месторождение Хаймдал с трубопроводом, который изначально был построен для поставок газа из норвежской части месторождения Фригг в шотландский терминал Сент-Фергус. Однако добыча на месторождении Фригг прекратилась в 2004 году, и поэтому Норвегия будет заполнять газопровод Vesterled на месторождении Хаймдал из норвежской системы подводных трубопроводов для увеличения импортных поставок газа в Великобританию. Ещё одно предложение Норвегии предполагает сооружение газопровода Langeled для поставки газа с месторождения Ормен Ланге в Норвежском море в Изингтон в Великобритании. Этот газопровод будет иметь пропускную способность на уровне 20 млрд. м³ в год. Его первая секция от месторождения Слейпнер до Великобритании была сдана в эксплуатацию в октябре 2006 года.

Ещё одним крупным трубопроводом является Балгзанд-Бэктон (BBL) с пропускной способностью в 16 млрд. м³ в год, который связывает Нидерланды с Великобританией. Этот газопровод находится в собственности Gasunie, Fluxys и E.ON Ruhrgas, но при этом проводятся переговоры и с ОАО «Газпром» о возможных будущих поставках российского газа. Трубопровод введён в эксплуатацию в декабре 2006 года. В настоящее время по BBL перекачивается 8 млрд. м³ газа, проданного компанией Gasunie компании Centrica. Начиная с октября 2007 года, другие участники проекта BBL начнут поставки в Великобританию по этому трубопроводу. Он был спроектирован для перекачки газа с континента в Великобританию, поэтому на начальном этапе он будет обеспечивать арбитражные сделки между двумя рынками только за счёт (виртуальной) перекачки в обратном направлении. Газопровод

BVL в целом освобождён от требования доступа третьих сторон согласно Статье 22 Второй Директивы ЕС «О газе»³⁸ применительно к перекачке объёмов в Великобританию.

Рис. 36: Чистый объём торговли газом Великобритании



Источник: Джим Дженсен

В 2002 году Centrica подписала два новых долгосрочных контракта с компаниями Statoil и Gasunie. Контракт со Statoil предусматривает поставку 5 млрд. м³ газа в год по трубопроводу Vesterled. Он вступил в силу в 2005 году со сроком действия 15 лет. Контракт с Gasunie рассчитан на поставку 8 млрд. м³ в год и имеет срок действия 10 лет. Данные контракты отражают новый подход к долгосрочным договорам, поскольку предусматривают поставку газа из неуказанных источников и его сдачу в Национальном пункте балансирования в Великобритании. Газовая цена на газ будет привязана к ценам на газ на NBP в Великобритании, возможно, с использованием котировки «на следующий месяц» на Международной нефтяной бирже, т.е. цены, по которой совершаются сделки на поставку газа в Великобританию со сроком исполнения контракта в первом ближайшем месяце. Согласно специализированному торговому журналу Gas Matters, основная часть контрактов может предполагать заранее определённую систему суточных заявок, а не предусматривать более традиционный набор гибких, но увязанных между собой суточных и годовых обязательств. Это будет означать, что контракты предполагают не гибкость поставок в масштабе года, что обычно практикуется

38. Директива 2003/55/ЕС Европейского Парламента и Европейского Совета от 26 июня 2003 г., «Посвящённая общим правилам внутреннего рынка природного газа и отменяющая Директиву 98/30/ЕС» Официальный бюллетень Европейского Союза L 176/57 15.7.2003 (Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC, Official Journal of the European Union L 176/57 15.7.2003).

на сегодняшний день, а скорее фиксированные объёмы годовых поставок с твёрдыми суточными обязательствами для обеспечения баланса с каждой стороны. Контракт с Gasunie включает также положение о колебаниях между летним и зимним периодами, которое предусматривает объём перекачки в летний период в размере 75%, а в зимний период – 125% от среднегодового уровня.

Эти два контракта были заключены в дополнение к контракту на меньший объём поставок, подписанному BP и Statoil в июне 2001 года. Согласно этому контракту, Statoil обязуется поставлять BP 1,6 млрд. м³ газа в год в течение 15 лет с началом поставок 1 октября 2001 года, также со сдачей продукции на NBP. Поставки газа будут осуществляться, главным образом, по трубопроводу Vesterled.

В октябре 2003 года с Норвегией был подписан дополнительный договор, который на этот раз предусматривал использование существующей сухопутной инфраструктуры в Великобритании. Shell UK и Esso Exploration & Production UK (ExxonMobil) заключили контракт с Statoil, Norske Shell и Esso Exploration & Production Norge на экспортные поставки норвежского жирного (неотбензиненного) газа в Великобританию. Транспортировка жирного газа будет осуществляться с месторождения Статфьорд по трубопроводу FLAG. Трубопровод должен заработать в 2007 году и в течение 10 лет будет поставлять по 4 млрд. м³ газа в год. Газ будет сдаваться на терминале Сент-Фергус и будет затем подвергаться переработке для удаления газоконденсатных жидкостей.

Великобритания впервые начала импорт современного СПГ в конце 2005 года через терминал Айл-оф-Грейн. Первоначальная мощность предприятия составляла 4,5 млрд. м³ в год. Владельцем терминала является Национальная сеть, однако контроль над первоначальными мощностями осуществляют BP и Sonatrach. Получены согласования на строительство ещё двух терминалов СПГ в Милфорд-Хейвене (в Уэльсе). Проект Саут Хук, который будут осуществлять Qatar Petroleum и ExxonMobil, предусматривает сооружение крупнейшего в мире терминала с пропускной способностью в 21,5 млрд. м³ в год. Компании BG, Petronas и Petroplus являются владельцами проекта Дрэгон Проджект с производительностью в 9 млрд. м³ в год.

Получено ещё несколько предложений о строительстве терминалов СПГ, которые ещё не проработаны в достаточной степени. Предлагается увеличить мощность объекта в Айл-оф-Грейн на 9 млрд. м³ в год. Кроме того, ConocoPhillips предложила построить новый СПГ-терминал в Тиссайде, а Calor Gas сделала предложение о восстановлении первоначального терминала в Кэнвей-Айленд.

Имеются также два проекта, использующие передовые технологии. Excelerate Energy, компания, которая приобрела технологию у El Paso, именуемую «Energy Bridge», построила терминал в Тиссайде. Как и в случае первого, уже эксплуатируемого терминала данной компании (*Gulf Gateway* в США), проект предусматривает обратную газификацию СПГ на специализированных танкерах и сдачу газа на суше. Он был сдан в эксплуатацию в январе 2007 года, но ни один из СПГ-танкеров не встал под разгрузку в тот месяц, возможно из-за низких цен на газ в Великобритании в январе 2007 года. Вместо этого, в декабре 2006 года

Excelerate Energy подписала соглашение с компанией RWE Trading, которая будет забирать все наличные поставки, прибывшие в Тиссайд³⁹.

Вторую передовую технологию, которая ещё не подкреплена опытом коммерческой эксплуатации, предполагается реализовать в пустотах соляных куполов силами компании Star Energy. На этом терминале будет применяться процесс Бишопа (лицензия Conversion Gas Imports) для закачки СПГ непосредственно в соляную каверну.

4.3.3.4. Вопросы доступа третьих сторон к терминалам СПГ

Одно из наиболее существенных разногласий в сфере регулирования терминалов СПГ заключается в том, следует ли применять нормативные положения о доступе третьих сторон к таким терминалам так же, как они применяются к трубопроводам. В Северной Америке и Континентальной Европе цены на устье скважины не регулируются, но трубопроводы, которые квалифицируются в качестве субъектов естественных монополий или существенных объектов, должны обеспечивать доступ третьим сторонам. Поставщики СПГ признаются, что если бы они должны были открывать эти дорогостоящие объекты для пользования другими поставщиками, то это неблагоприятно сказалось бы на их стимулах к вложению средств в такие объекты. Те же, кто рассматривает терминалы в качестве субъектов естественных монополий, заявляют, что на них должен распространяться такой же режим, как и на трубопроводы, и они должны быть открыты для доступа третьих сторон.

Вторая Газовая Директива ЕС придерживается последней точки зрения и требует предоставления обязательного доступа третьих сторон к терминалам в качестве общего правила (Статья 18). Тем не менее, исключения из общего правила (освобождение от применения обязательного доступа третьих сторон) могут быть предоставлены в соответствии со Статьей 22 в отношении новых инфраструктурных объектов, включая новые терминалы СПГ. Федеральная комиссия по регулированию энергетики США в своём «решении Хэкберри» признала, что терминалы являются частью процесса добычи и поэтому не требуют открытого доступа.

Несколько новых проектов СПГ получило освобождение от предоставления обязательного доступа третьих сторон в результате вынесения соответствующих решений Ofgem по каждому конкретному случаю в соответствии со Статьей 22 Второй Газовой Директивы ЕС. Таким образом, представляется, что на практике регулирующие органы страны заняли позицию, близкую к позиции FERC, хотя и в результате рассмотрений каждого индивидуального случая по отдельности. Вместе с тем, Управление было готово применить правило «не используешь – теряешь» в случае попытки оператора терминала монополизировать терминальные операции. Вопрос, касающийся применения принципа «не используешь – теряешь» вновь возник (однако, не был реализован на практике) зимой 2005-2006 года, когда BP не использовала часть своих мощностей на новом терминале, расположенном в Айл-оф-Грейн.

39. Интервью с S. Judish, управляющим директором компании RWE Trading, 14 декабря 2006 г., опубликовано на сайте RWE Trading по адресу <<http://rwe.com/generator.aspx/presse/language=en/id=76864?pmid=4001469>> (просмотр 12 февраля 2007 г.).

4.3.4. Формирование цен на природный газ

4.3.4.1. Формирование цен до реструктуризации отрасли

В течение длительного периода времени, пока British Gas являлась монопольным покупателем продукции из британского сектора Северного моря, цены устанавливались путём переговоров с производителями. На континент из Великобритании экспортировалась продукция только с месторождения Маркхэм, которое эксплуатировалось совместно с Нидерландами, даже несмотря на то, что покупатели на континенте проявляли повышенный интерес к газу с месторождений Джуди и Джоанн, эксплуатация которого осуществлялась компанией Phillips через центр Экофиск. С учётом того, что British Gas сама являлась производителем, она непосредственно владела информацией об уровне затрат в Северном море, определявшую её позицию на переговорах и, в силу положения BG как единого покупателя, продавцы газа должны были выстраиваться в очередь со своими поставками BG. Имела место конкуренция с покупателями на континенте за некоторые норвежские месторождения (продукция с Экофиск направлялась на континент, с Фригг – в Великобританию, с месторождения Статфьорд по трубопроводу Статпайп – на континент, со Слейпнер – поначалу в Великобританию, что, однако, не было одобрено правительством Тэтчер, в результате чего продукция с этого месторождения, в конечном счёте, стала поставляться на континент в рамках системы договоров по месторождению Тролль). Последнее слово относительно цены на устье скважины на продукцию с КШВ всегда принадлежало компании British Gas. Всё это изменилось с принятием закона «О природном газе» в 1986 году.

Нормативные положения, установившие правила доступа третьих сторон для крупных потребителей, создали проблемы для выделившейся из British Gas сбытовой компании Centrica в части исполнения ею обязательств «бери или плати». К началу 1990-х годов положение Centrica начало существенно ухудшаться. На стороне спроса, начиная с 1992 года средним потребителям было также разрешено покупать газ у третьих сторон. Однако самая крупная проблема возникла на стороне предложения, где добывающие мощности увеличивались гораздо быстрее, чем рос спрос. Этому способствовали три фактора.

Во-первых, открытие крупных месторождений в центральной части Северного моря обратило вспять тенденцию к сокращению общих доказанных запасов Великобритании. Во-вторых, темпы отбора продолжали увеличиваться, что ускоряло рост добычи в Северном море. В период с 1986 года, когда была приватизирована British Gas, по 1992 год объёмы добычи увеличились на 9,9 млрд. м³ в год или на 24%. За последующие шесть лет объёмы добычи увеличились на 38,7 млрд. м³ в год или на 75%. И, наконец, запасы, открытые в центральной части Северного моря, включали в себя большое число газоконденсатных месторождений, богатых газоконденсатными жидкостями, имевших сходство с лёгкой нефтью. Некоторые из таких месторождений были настолько богаты ресурсами конденсата, что характеризовались отрицательными альтернативными издержками⁴⁰.

40. Отрицательные альтернативные издержки характерны для месторождений, которые настолько богаты конденсатом, что производитель может экономически оправдать добычу даже в отсутствие сбыта газа и при необходимости сжигания его на факеле. В современных условиях, когда правительства не допускают сжигания газа на факеле, у производителей имеется альтернатива обратной закачки газа в пласт, что требует значительных затрат.

С началом разработки запасов в центральной части КШВ объём добычи попутного газа в Великобритании увеличился с 17% в 1990 году до уникальной в мировом масштабе доли в 51% в 2001 году. Некоторые из наиболее крупных месторождений – Брей, Британния, Брюс, Элгин, Франклин, Джоанн и Джуди – характеризовались содержанием конденсата в диапазоне от 40 до 260 баррелей конденсата на миллион кубических футов сырого (неочищенного) газа. При цене на конденсат на уровне 20 долл. США за баррель это обеспечивало конденсатный кредит в размере от 0,80 долл. США до 5,20 долл. США на миллион кубических футов (28-184 долл. США на тыс. м³) неочищенного газа и даже ещё более высокий удельный кредит в пересчёте на реализуемый сухой газ после извлечения газоконденсатных жидкостей. Для многих таких месторождений возможность ввода в эксплуатацию в кратчайшие сроки с целью реализации конденсатных кредитов (по продажам газоконденсатных жидкостей) являлась основным фактором на переговорах о цене на реализуемый газ.

Ввиду того, что сжигать газ на факеле не разрешается, и в тех случаях, когда обратная закачка газа в пласт невозможна или экономически нецелесообразна, необходимо иметь возможность избавляться от всего попутного газа. В противном случае добычу конденсата придется сократить, что отрицательно скажется на дисконтированном потоке денежных средств. Существует два основных подхода: либо найти покупателя, который соглашается принять твёрдое обязательство по минимальным объёмам закупок в обмен на привлекательную низкую цену, либо быть уверенным, что попутный газ всегда можно реализовать на ликвидном рынке по цене, которая обеспечивает равновесие спроса и предложения. С либерализацией газотранспортной инфраструктуры в Великобритании для продавцов попутного газа стали возможными оба подхода.

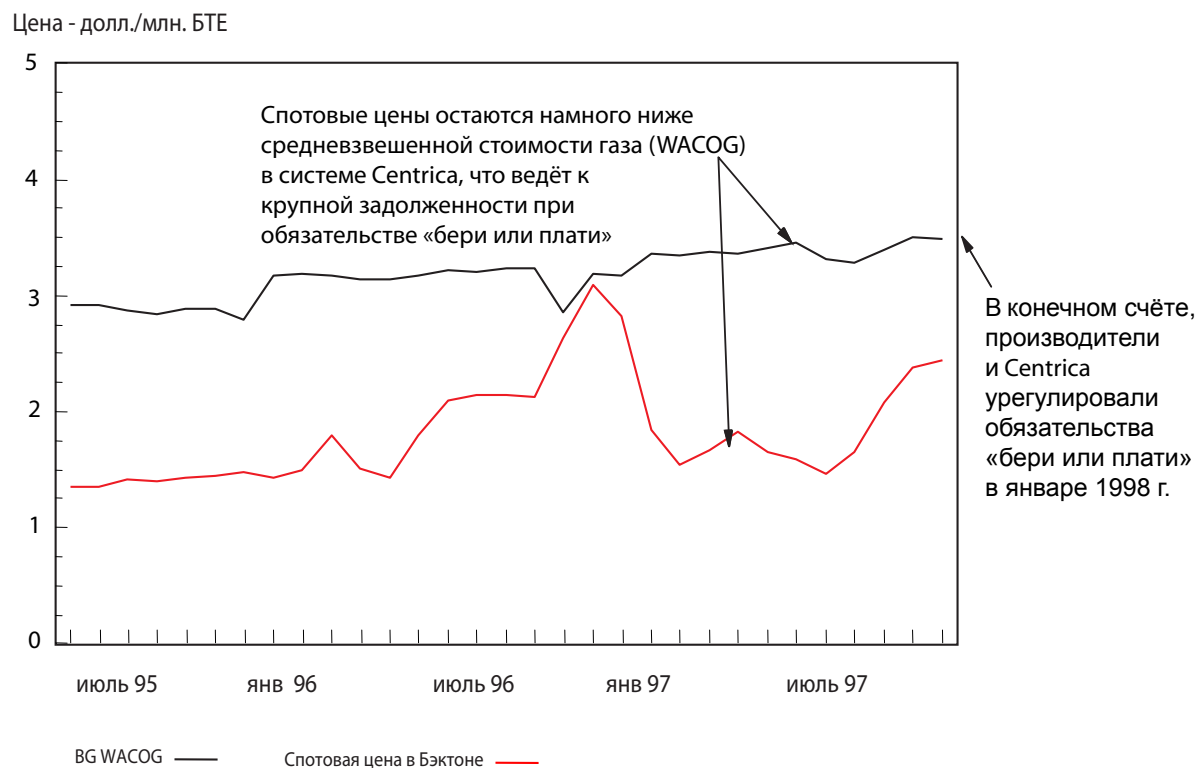
Рост объёмов добычи, поступавших на дерегулированные рынки, и готовность к продажам с ценовыми скидками обусловили резкое падение спотовых цен на газ, реализуемый независимым покупателям. Эти спотовые цены оказались существенно ниже средневзвешенной стоимости газа, которую должна была уплачивать Centrica, унаследовавшая договоры с обязательствами «бери или плати». Несоответствие между спотовыми ценами (на терминале в Бэктоне) и средневзвешенной стоимостью газа для компании Centrica показано на *рисунке 37*. Проблема с минимальными платежами, с которой столкнулись BG / Centrica, носила двойной характер: потеря объёма продаж в сочетании с низкой рыночной ценой на газ, которая была существенно ниже цены их контрактов.

В данной ситуации Centrica была вынуждена просить производителей о проведении переговоров (в отсутствие положения об изменении условий контрактов) с целью пересмотра контрактов во избежание банкротства. По оценкам, Centrica выплатила около 1,2 млрд. долл. США в порядке урегулирования исков по её обязательствам «бери или плати», прежде чем в январе 1998 года были, наконец, завершены последние судебные процессы.

4.3.4.2. Ценообразование на реструктурированном газовом рынке

Монополия Centrica на снабжение газом населения была ликвидирована в 1998 году, что открыло рынок Великобритании для конкурентного рыночного ценообразования. Начиная с этого времени, котировки цен на NBP являются весьма прозрачными, в связи с чем NBP вместе с Хенри-Хаб в США характеризуются как два наиболее ликвидных рынка газа в мире.

Рис. 37: Спотовые цены на газ подрывают стоимость поставок Centrica в условиях либерализации рынка при наличии избыточного предложения



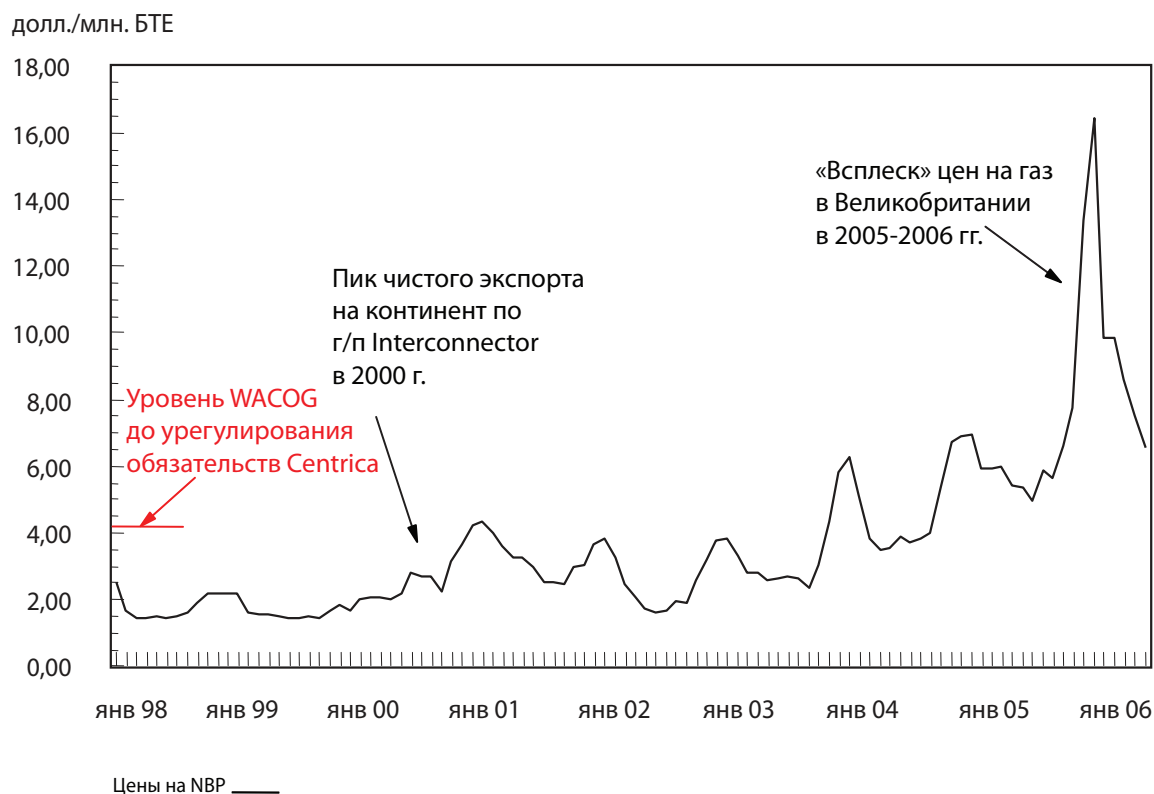
Источник: Джим Дженсен

Однако по ликвидности рынка NBP ещё далеко до Хенри-Хаб, для которого характерен показатель *чёрн* на уровне порядка 100, в то время как NBP «зависла» приблизительно на 10, в отдельных случаях достигая *чёрна* в 15. Пока ещё неизвестно, какое влияние на уровень *чёрна* окажут новые импортные контракты или режим самоконтрактования.

Рисунок 38 иллюстрирует динамику цен на NBP с началом полной реструктуризации отрасли. В начальный период либерализации газового рынка цены были аналогичны спотовым до окончательного урегулирования по обязательствам «бери или плати». По мнению многих наблюдателей, такое снижение цены прямо обусловлено конкуренцией благодаря либерализации отрасли. Вместе с тем, оно также являлось и результатом наличия излишков газа ввиду значительного увеличения объёмов добычи в центральной части Северного моря (в условиях их обязательной реализации). После достижения максимального объёма экспорта на континент по газопроводу Interconnector в 2000 году и последующего его снижения, началось повышение цен. Окончательное превращение страны из чистого экспортёра в чистого импортёра повлекло за собой взлёт цен на газ зимой 2005-2006 годов.

Очевидно, что в Великобритании имеется ликвидный – и неустойчивый – рынок, который оперативно реагирует на давление со стороны спроса / предложения и «узкие места». Однако менее ясно, как этот рынок будет взаимодействовать с гораздо менее гибким и зависящим от контрактов рынком на континенте.

Рис. 38: Цены на NBP в Великобритании

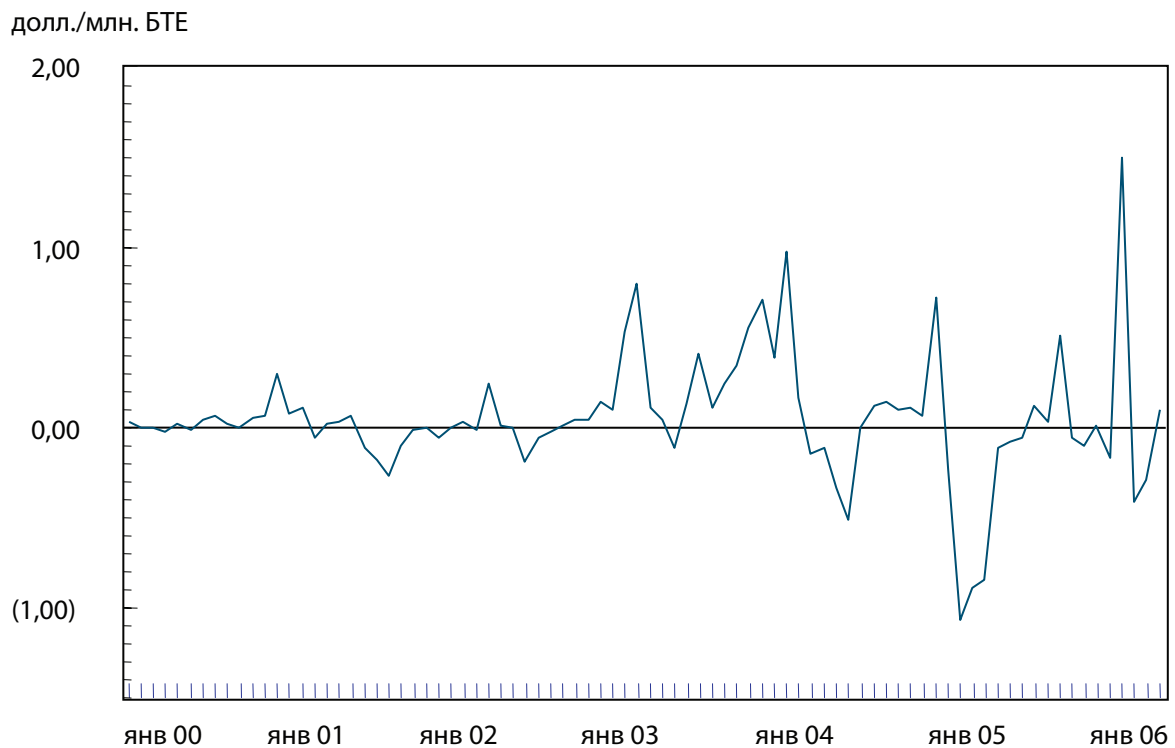


Источник: Джим Дженсен

4.3.4.3. Каким образом цены в Великобритании взаимодействуют с ценами на континенте?

Сооружение газопровода Interconnector обеспечило канал для передачи ценовых сигналов по газу из Великобритании на континент и наоборот. Ожидается, что дерегулированное формирование цен на газ в Великобритании непосредственно скажется на терминале газопровода в Зебрюгге. С учётом того, что перекачка, как правило, осуществляется в обратном направлении с континента в Великобританию во время отопительного сезона, но в направлении континента в остальное время года, можно ожидать преобразования базисного дифференциала в поставках между Зебрюгге и NBP с положительного на отрицательный в зависимости от сезона. По существу, так и происходит. На рисунке 39 показана динамика базисного дифференциала между Зебрюгге и NBP. Следует проводить различия между ценой зебрюггского узла, которая параллельна цене NBP, и импортной ценой на бельгийский высококалорийный газ (*H-gas*), газ с месторождения Тролль и алжирский СПГ в Зебрюгге. Общая импортная цена бельгийского газа включает в себя также закупки низкокалорийного газа (*L-gas*) из Нидерландов, балансировки рынка и спотовые закупки в размере до 25% импортных объёмов бельгийской компанией Distrigaz в Великобритании.

Рис. 39: Базисный дифференциал – Зебрюгге / NBP

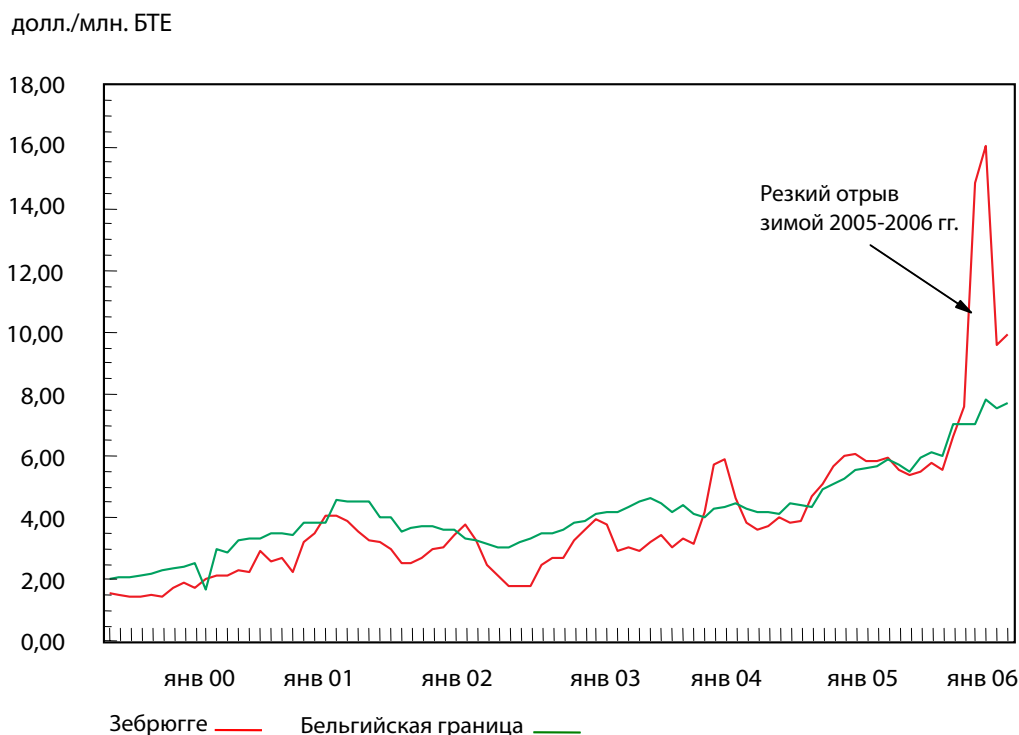


Источник: Джим Дженсен

Цены на бельгийской границе весьма отличаются от ценовых рядов NBP. Они не только представляют собой смесь цен по долгосрочным контрактам, а не по серии спотовых сделок, но и на бельгийской границе не осуществляется ликвидных и прозрачных торгов. Таким образом, не следует обязательно ожидать прямой взаимосвязи между ценами на бельгийской границе и в Зебрюгге. Несмотря на то, что до недавнего времени между ними не наблюдалось существенного расхождения, совершенно очевидно, что между ними нет прямой взаимосвязи. На *рисунке 40* отслеживаются оба ценовых ряда за период с 1999 года. В течение зимних месяцев 2005-2006 годов ценовые ряды в Зебрюгге и на бельгийской границе резко разошлись в результате взлёта цен на NBP. С апреля 2006 года корреляция между ценами в Зебрюгге и на бельгийской границе опять усилилась.

Существенный рост цен как на NBP, так и на зебрюггском узле зимой 2005-2006 годов был обусловлен дефицитом газа в Великобритании в результате более резкого и более раннего, чем прогнозировалось, снижения объёма добычи в Северном море в условиях повышенного спроса и при практическом отсутствии хранилищ в Великобритании. На заре монополии British Gas все колебания спроса в зимний период удовлетворялись поставками продукции из чисто газовых месторождений, расположенных в южной части КШВ. Впоследствии были созданы небольшие подземные газохранилища на базе истощённых месторождений в южной части шельфа. Однако по мере формирования новой структуры рынка, истощение более старых месторождений южной части Северного моря и их замещение нефтегазовыми и газоконденсатными месторождениями центральной части КШВ ограничило гибкость

Рис. 40: Сопоставление цен в Зебрюгге и на бельгийской границе



Источник: Джим Дженсен

4.3.4.4. Опыт зимы 2005-2006 годов

поставок. В период экспорта избытков газа из Великобритании пиковый спрос в стране в зимнее время удовлетворялся за счёт положений экспортных контрактов, разрешавших удерживать (прерывать) поставки, или за счёт арбитражных сделок с учётом избытка мощностей на континенте в зимний период. Однако на континенте произошло некоторое сокращение мощностей хранилищ, что привело к уменьшению незаконтракованных мощностей в зимний период. Пожар в феврале 2006 года на британском хранилище газа, созданном на месторождении Раф, осложнил и без того непростую ситуацию.

Ожидавшейся переориентации поставок газа в Великобританию не произошло. Несмотря на высокий уровень цен в начале зимы, поставки в обратном направлении по газопроводу Interconnector оставались на уровне, намного меньшем, чем позволяла его пропускная способность (в среднем, на уровне 51% от располагаемой мощности в период поставок в обратном направлении), и при этом не состоялось прибытие нескольких ожидавшихся СПГ-танкеров. В этой связи Управление по газу и электроэнергии попросило Европейскую Комиссию изучить вопрос о том, не нарушает ли практика рыночных ограничений на континенте функционирования рынка. Что касается СПГ, то загрузка мощностей нового СПГ-терминала в Айл-оф-Грейн увеличилась в середине января 2006 года, после того как Ofgem установило строгое применение принципа «не используешь – теряешь», начиная с декабря 2005 года.

В центре проблемы находился вопрос о том, каким образом эти два различных подхода к управлению предложением по разные стороны пролива Ла-Манш позволят урегулировать резкие сезонные колебания спроса. Применяемый в Великобритании подход, основанный на свободном рынке, предполагал, что рыночные ценовые сигналы обеспечат переток газа туда, где наблюдается сезонный всплеск цен. Более зависящий от контрактов подход на континенте уделял большее внимание – как на стороне закупок, так и на стороне продаж – долгосрочным обязательствам по поставкам, включая управление мощностями газовых хранилищ в интересах удовлетворения предсказуемого пика спроса в зимнее время по заранее определённым ценам. Ситуация зимы 2005-2006 годов обращает внимание на противоречия, присущие этим двум подходам к рынкам, и на необходимость их урегулирования.

4.3.5. Выводы

Великобритания преодолела трудности перехода от государственного монопольного контроля своей газовой отрасли к ликвидному рынку сырьевого товара посредством трёх основных мер. Во-первых, она осуществила приватизацию British Gas и создала одновременно с этим регулирующий орган для надзора за частной компанией. Во-вторых, она потребовала, чтобы газотранспортная система обеспечивала доступ третьих сторон для поставщиков, и впоследствии внедрила систему с оплатой на входе и выходе, обеспечивающую возможность организации всей газотранспортной системы Великобритании в качестве единого рынка. И, в-третьих, она освободила часть клиентов British Gas от их обязательств по закупке, в результате чего появились не связанные обязательствами покупатели как потенциальные клиенты производителей / поставщиков, и одновременно с этим освободило производителей от обязательных продаж продукции BG.

Реализации этих инициатив способствовало то, что они осуществлялись в период избыточных поставок газа в результате целого ряда новых открытий с недорогими запасами в центральной части Северного моря, значительная часть которых являлась запасами попутного газа, который операторы должны были сбывать в обязательном порядке, чтобы иметь возможность добывать нефть или конденсат. Одновременно происходила либерализация электроэнергетики и росла необходимость обеспечивать более экологически чистое производство электроэнергии на основе использования газа. Это обеспечило эластичный по цене спрос, способный поглощать крупные объёмы газа в летний период по ценам, определяемым стоимостью производства электроэнергии на угле. Обусловленная этим ценовая конкуренция вначале способствовала снижению цен и создала проблемы в части исполнения обязательств «бери или плати» для компании Centrica, выделившегося в самостоятельную компанию подразделения по сбыту прежней компании-монополиста British Gas. Однако эти проблемы были, в конечном счёте, решены. Вместе с тем, цены по-прежнему в основном следуют ценовой тенденции конкурирующих энергоносителей (угля / мазута в летний период, а газойля / жидкого топлива – в зимний). После окончания периода избыточного предложения газа цены существенно поднялись: пиковые цены зимой 2005-2006 годов превышали 25 долл. США за млн. БТЕ, в то время как средняя цена превышала 10 долл. США за млн. БТЕ. Ликвидность рынка на NBP, которая до этого росла, достигнув чёрна в 15, упала до 10 и вновь поднялась к концу 2006 года до уровня 12-14.

При одновременном уменьшении объёмов добычи в Северном море и повышении спроса на газ, Великобритания в настоящее время превратилась из чистого экспортёра в чистого

импортёра в ситуации, которая характеризуется конкуренцией потребителей между собой за поставки нефти и газа. Великобритания уже столкнулась с задачей по стимулированию необходимых инвестиций для обеспечения импорта, но ей ещё предстоит решить задачи, связанные с будущими механизмами формирования цен. Новые объёмы импорта газа представляют собой интересную смесь поставок по традиционным долгосрочным импортным контрактам (некоторые из них сейчас привязаны к спотовым ценам на газ на IPE, вместо привязки к индикаторам по мазуту); потоков газа, осуществляемых в рамках арбитражных сделок со странами ЕС Континентальной Европы по газопроводу Interconnector; и поставок СПГ, которые определяются арбитражными сделками с рынком США.

4.4. Континентальная Европа

4.4.1. Краткое изложение

Развитие газовой отрасли континентальной Западной Европы характеризовалось импортом со сверхгигантских месторождений, эксплуатация которых началась с разработки месторождения Гронинген.

С целью максимизации рентных поступлений государства от месторождения Гронинген правительство Нидерландов совместно с компаниями Esso и Shell разработали концепцию ценообразования по стоимости замещения, или рыночной стоимости (которая также применялась и внутри страны), и концепцию долгосрочных контрактов с обязательствами по минимальной оплате на основе ценообразования по типу *нетбэк* / стоимости замещения с возможностью регулярного рассмотрения цены на предмет её корректировки в интересах достижения изначально искомого равновесия.

Концепция долгосрочных контрактов была направлена на максимизацию рентных поступлений государства-экспортёра при обеспечении реализуемости газа. Иными словами, продавец (страна-экспортёр) принимала на себя риски и возможность изменения цен в рамках концепции ценообразования по стоимости замещения, в то время как покупатель принимал на себя обязательство по реализации определённого объёма газа в виде минимального обязательства «бери или плати» в обмен на получение удовлетворительной маржи.

Голландские экспортные контракты послужили эталоном для большинства контрактов по экспорту газа в Континентальную Европу, осуществлявшегося в течение последующих сорока лет:

- (i) первых контрактов на экспорт российского газа в Германию, Австрию, Францию, Италию в начале 1970-х годов
- (ii) поставок алжирского СПГ во Францию, а затем в Бельгию, Грецию, Испанию, а также для экспорта алжирского газа по трубопроводам в Италию, хотя и с существенными перебоями во время «газовой войны» в начале 1980-х годов, когда Алжир навязал своим потребителям паритет газовых контрактных цен с ценами на нефть ФОБ
- (iii) экспорта норвежского газа сначала в рамках проектов Экофиск и Статпайп (хотя без положений о пересмотре цен и с мультипликативной формулой)
- (iv) экспорта дополнительных объёмов российского газа в рамках четвёртой фазы проекта с Союзгазэкспортом (SGE IV) в начале 1980-х годов
- (v) реализации газа с норвежского месторождения Тролль Германии, Нидерландам, Бельгии, Франции, Австрии и Испании
- (vi) экспорта алжирского газа в Испанию и Португалию по Магрибскому газопроводу
- (vii) поставок нигерийского СПГ

- (viii) экспорта норвежского газа через Комитет по переговорам в сфере газа (GFU) компании SEP в Нидерландах, компании VNG в Восточной Германии и в Чешскую Республику
- (ix) экспорта газа из Великобритании на континент
- (x) экспорта ливийского газа по трубопроводу в Италию.

На основе данной концепции континентальные страны Евросоюза импортируют в общей сложности более 250 млрд. м³ газа в год.

Изменения рыночной конъюнктуры отражались в новых контрактах и посредством регулярных пересмотров цен в уже существующих контрактах.

Адаптация к изменению конъюнктуры происходила за счёт изменения первоначальных (весьма крупных) долгосрочных контрактов посредством пересмотра ценовой формулы с целью отражения в ней изменяющегося конкурентного положения газа, главным образом, путём увеличения доли газойля, а также за счёт включения элементов, отражающих изменение роли газа в электроэнергетике и, впоследствии, роли конкуренции между различными поставщиками газа. В результате, применяемые сегодня ценовые формулы для импортируемого газа имеют сходную структуру, что было продемонстрировано в опубликованном в январе 2007 года докладе Генеральной дирекции по конкуренции Европейской комиссии по итогам опроса, проведённого в энергетическом секторе⁴¹.

Импортный газ, как правило, не предназначается для широкомасштабного использования в электроэнергетике, за исключением стран, которые не располагают внутренними энергоресурсами или квази-отечественными видами энергии (атомная энергетика), которые можно использовать для производства электроэнергии (как например, Италия и Япония). Страны-экспортёры не стремились продавать газ для широкомасштабной выработки электроэнергии в страны, где имелись другие отечественные ресурсы для производства электроэнергии. В отличие от Великобритании, перевод электроэнергетики на газ в Континентальной Европе носил ограниченный характер и коснулся в основном Италии, где после 2000 года были установлены значительные мощности новых электростанций, оборудованных газовыми турбинами комбинированного цикла. Во всех других странах Континентальной Европы применение импортного газа в электроэнергетике вплоть до сегодняшнего дня ограничено.

Узлы газовой торговли в Зебрюгге и Бунде были сформированы самой газовой отраслью, а TTF в Нидерландах – при регуляционной поддержке правительства страны, однако пока все они характеризуются ограниченной ликвидностью (*чёрн* составляет порядка 5).

В то время как реформы газового рынка в Евросоюзе изменили базу регулирования с конца 1990-х годов, основополагающим инструментом импорта по-прежнему являются долгосрочные импортные контракты, которые в настоящее время дополняются некоторыми краткосрочными операциями по импорту из Великобритании, и определённым объёмом спотовых продаж СПГ, главным образом, в Бельгию. За исключением адаптации формулы

41. DG Competition, *Report on Energy Sector Inquiry*, SEC (2006) 1724 (Брюссель, 10 января 2007 г.), <http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/fr_part1.pdf> (просмотр 24 января 2007 г.).

ценообразования к новым условиям конкуренции, новые импортные проекты сохраняли принципы долгосрочных контрактов с некоторыми изменениями, касающимися объёма поставок, их срока и большей гибкости в отношении пунктов сдачи.

До падения Берлинской стены в 1989 году (до распада системы СЭВ⁴²) трансграничные потоки в пределах бывшего СЭВ определялись процедурами совместного централизованного планирования и характеризовались бартерными сделками, предусматривавшими поставки газа в качестве компенсации за участие в строительстве объектов газовой инфраструктуры и в качестве платы за услуги по транзиту. После падения Берлинской стены договоры между Советским Союзом / Россией и бывшими странами – участницами СЭВ, такими как Восточная Германия, Словацкая Республика и Чешская Республика, преобразовались в контракты, следующие концепции долгосрочных контрактов с минимальной оплатой, и долгосрочных договорённостей о транспортировке. В настоящее время происходит аналогичный процесс разделения газовых поставок и транзитных договорённостей в отдельных долгосрочных договорах поставки и транзита во взаимоотношениях между Россией и другими бывшими советскими республиками, а также Болгарией и Румынией. Россия движется в направлении системы формирования цен для экспорта газа, при которой, согласно официальным заявлениям ОАО «Газпром», он намерен достичь одинакового уровня доходности своего экспорта в бывшие советские республики и в страны ЕС⁴³. Это предполагает, что цены *нетбэк* при продаже Россией газа своим непосредственным соседям будут сопоставимы с ценами *нетбэк* для основных покупателей газа в странах ЕС.

4.4.2. Формирование структуры рынка и импорт

В некоторых районах Европы, главным образом на северо-западе, использовались коксовый газ и метан с угольных шахт – побочные продукты горнодобывающих производств. Уже в 1930-х годах были сооружены первые трубопроводы большой протяжённости для сбыта излишков коксового газа из Рурской области сначала до Франкфурта-на-Майне (приблизительно 300 км) и затем до Берлина (приблизительно 500 км). Коксовый газ был побочным продуктом производства кокса для сталелитейной промышленности, и поэтому существовала проблема разнесения затрат по взаимосвязанным продуктам. Применявшийся подход к ценообразованию отражал не затраты на производство газа, а стремление получить на рынке некоторую цену, чтобы частично покрыть затраты на производство кокса.

Коксовый газ и искусственный газ широко применялись в городах угледобывающих стран, таких как Великобритания, и районах угольного пояса от Рурской области до севера Франции, а искусственный газ использовался также и вдали от этих регионов на основе привозного угля. Газ использовался главным образом для приготовления пищи, а не для отопления.

42. СЭВ – Совет Экономической Взаимопомощи.

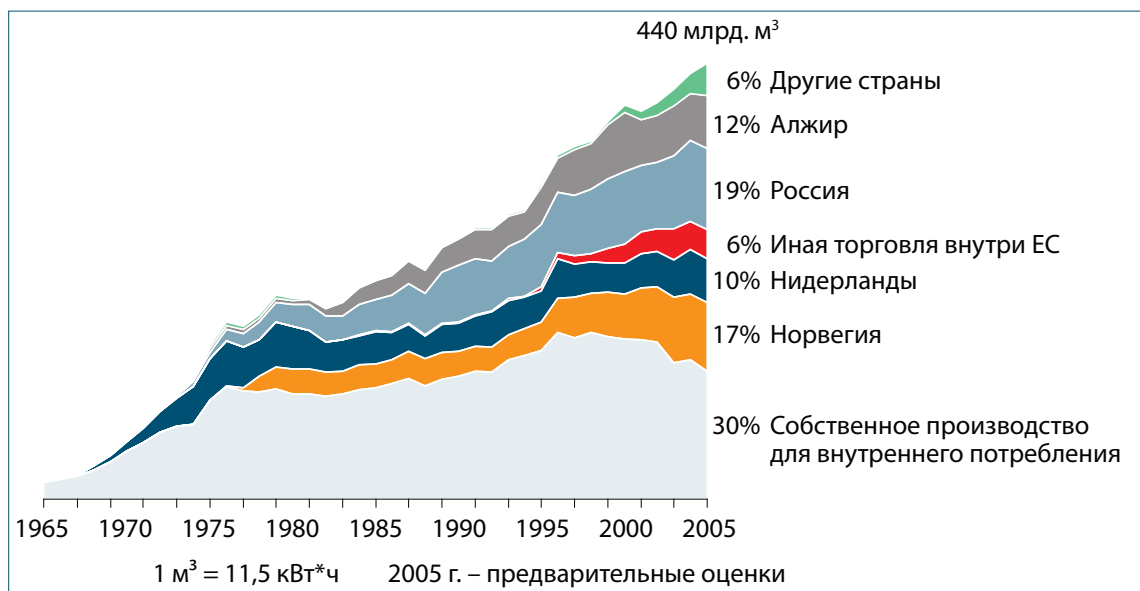
43. См., например, ОАО «Газпром», *Справка к брифингу «Переход на рыночные принципы сотрудничества с республиками бывшего СССР. Работа на рынках дальнего зарубежья. Диверсификация экспортных маршрутов и поставки СПГ. Использование схемы обмена активами»*, <<http://www.gazprom.ru/articles/article19812.shtml>> (просмотр 24 января 2007 г.); интервью с С. Куприяновым, пресс-секретарем председателя правления ОАО «Газпром» на радио «Эхо Москвы» 29 декабря 2006 г., <<http://www.echo.msk.ru/programs/razvorot/48509/index.phtml>> (просмотр 30 декабря 2006 г.).

В середине XX века были открыты месторождения природного газа и началось его местное применение в северных районах Германии, в Лаке на юго-западе Франции и в долине реки По в Италии. Природный газ также издавна использовался на Украине и в России.

Развитие современной газовой отрасли в западных районах Европы началось с открытием в 1959 году месторождения Гронинген. Доразведка позволила квалифицировать его в качестве сверхгигантского месторождения. Стало ясно, что потребление газа с этого месторождения не может ограничиваться только территорией Нидерландов, так как для обеспечения рентабельности разработки часть газа должна была пойти на экспорт. Естественно, помогло и то, что «ближний» газ уже применялся для приготовления пищи и уже были построены распределительные сети, даже несмотря на то, что под природный газ могла использоваться лишь часть из них. Гронинген был первым крупным проектом по экспорту газа в мире и со временем стал эталоном для импорта всех других объёмов газа странами Континентальной Европы

Рисунок 41 ниже иллюстрирует динамику поставок в Западную Европу (страны ЕС-15 плюс Норвегия и Швейцария).

Рис. 41: Динамика поставок природного газа в Западную Европу, включая Норвегию и Швейцарию



Источник: E.ON Ruhrgas

4.4.3. Гронингенская концепция стоимости замещения и долгосрочных экспортных контрактов с обязательствами по минимальной оплате

Правительство Нидерландов с самого начала проявило стремление обеспечить получение максимально возможной ренты от разработки месторождения в бюджет страны и сделать это

быстро, ввиду возможного развития таких энергетических технологий, как атомная энергетика. Исходя из этой цели, правительство Нидерландов разработало основополагающие концепции сбыта groningenского газа внутри страны и его экспорта, направленные на достижение цены, близкой к стоимости замещения газа: цена на газ должна была формироваться по отношению к его конкурентам таким образом, чтобы обеспечить достаточные стимулы к использованию газа по сравнению с конкурентными видами топлива.

Газ экспортировался на ближние рынки – в Бельгию, северо-восточную часть Франции и промышленно развитые области северо-западной Германии, а позднее – по газопроводной системе TENP в северную Италию и Швейцарию.

Основы газовой политики Нидерландов

С открытием Groningenского месторождения стало ясно, что оно было одним из крупнейших месторождений в мире того времени. Разведку Groningenского месторождения вело NAM – совместное предприятие по разведке и добыче нефти и газа в Нидерландах, сформированное BPM (Shell) и Standard Oil Company of New Jersey (Exxon)⁴⁴. NAM пришло к выводу, что существовавший режим эксплуатации газового месторождения был неадекватным⁴⁵, и предложило правительству Нидерландов провести новые переговоры в отношении концессии на добычу.

Принятие решения о том, каким потребителям и по какой цене реализовывать газ, вызвало определённые разногласия. Shell предложила произвести сегментацию рынка и дифференциацию цен. Реализация газа мелким потребителям должна была осуществляться через Государственную газовую компанию (SGB) и местные распределительные организации на условиях «затраты плюс». NAM снабжало бы других голландских и крупных иностранных потребителей в сфере промышленности и электроэнергетики. Это предложение было основано на том предположении, что снабжение сегмента крупных потребителей будет наиболее выгодным⁴⁶.

Однако компания Exxon придерживалась той точки зрения, что наибольшую прибыль способен принести сегмент мелких потребителей. Переключившись на природный газ, мелкие потребители не имели бы никаких альтернатив, что гарантировало относительно неэластичный по цене спрос. Кроме того, газ обладал техническими преимуществами для производственных процессов в энергоёмких отраслях промышленности, таких как

44. A. Correljé, C. van der Linde and T. Westerwoudt, Natural Gas in the Netherlands: from Cooperation to Competition? (Oranje-Nassau Groep, 2003), сс. 28-30.

45. Согласно этому режиму, NAM пришлось бы реализовывать добываемый газ Государственной газовой компании (SGB), которая осуществляла транспортировку и подачу газа муниципальным газовым компаниям. Начиная с 1954, года SGB распределяла природный газ, добываемый NAM, в рамках договора со сроком действия в 20 лет. NAM добывало и продавало газ SGB по формуле «затраты плюс». Ввиду того, что малый масштаб газовой системы обуславливал большие затраты на распределение, NAM получало всего 2-4 голландских цента за 1 м³ газа, тогда как цена для потребителей составляла 33 голландских цента за 1 м³ газа. До открытия Groningenского месторождения газ добывался в качестве попутного продукта при добыче нефти, поэтому NAM считало необходимым иметь гарантию его обязательных закупок и соглашалось на такой режим.

46. A. Correljé, C. van der Linde and T. Westerwoudt, Natural Gas in the Netherlands: from Cooperation to Competition? (Oranje-Nassau Groep, 2003), с. 30.

химическое, металлургическое и керамическое производство⁴⁷. Поэтому газу не пришлось бы конкурировать с менее дешёвыми топочным мазутом или углём в данных сегментах рынка⁴⁸.

Предложение Еххон основывалось на следующих принципах:

- 1) газ следует поставлять бытовым потребителям в весьма широких масштабах
- 2) газ необходимо использовать как можно шире.

Традиционно коммунально-бытовой газ применялся только для приготовления пищи и горячего водоснабжения. С целью расширения внутреннего рынка предстояло убедить отечественных потребителей перейти с отопления углём или нефтепродуктами на газ. Для достижения этой цели цена для потребителя должна была быть предположительно такой же, как и в случае отопления углём или печным топливом. При расширении масштабов отопления газом его цена должна была постепенно снижаться. Данный подход означал «совершенно новую роль газа на энергетических рынках, в стратегиях ценообразования и взаимоотношениях между государственным и частным секторами»⁴⁹.

Новая голландская концепция формирования цены на газ

На основе данного предложения в 1962 году были сформулированы основные принципы голландской газовой политики, нашедшие отражение в широко известном заявлении тогдашнего министра экономики де Пауса, которое получило название «Нота де Пауса» (*Nota de Pous*). С целью получения максимальной прибыли для государства была введена концепция «рыночной стоимости», или стоимости замещения, в качестве основы для сбыта газа в отличие от применявшегося на тот момент принципа реализации газа на условиях «затраты плюс». Цена на газ была привязана к цене заменяемых альтернативных видов топлива по типу потребителей – например, газойля для мелких потребителей и топочного мазута для крупных потребителей⁵⁰. С одной стороны, введение принципа рыночной стоимости означало, что потребителям не придется платить за газ больше, чем за альтернативные виды топлива. С другой стороны, они не будут платить за него и намного меньше.

Концепция рыночной стоимости позволила компаниям Shell, Еххон и правительству Нидерландов получать гораздо более высокие прибыли, чем при ценообразовании «затраты плюс» на основе низкой себестоимости добычи газа на Гронингенском месторождении. При этом также обеспечивалось, что более широкое применение газа не создаст резкую угрозу для ранее достигнутого успеха в области сбыта нефтепродуктов.

Для сохранения принципа рыночной стоимости было необходимо, чтобы на рынке не появились альтернативные поставки дешёвого газа. Контроль в сфере газоснабжения был сочтён обязанностью правительства, в то время как эксплуатация газовых запасов и сбыт газа должен был осуществляться частными концессионерами.

47. Керамическое производство включает производство стекла, строительных материалов, цемента, сверхпроводниковых материалов, и т.д.

48. Там же, с. 31.

49. Там же, с. 30.

50. Там же, с. 34.

Какие факторы обусловили этот режим? Прежде всего, гигантский размер Гронингенского месторождения обеспечил ведущую долгосрочную позицию газа на энергетическом рынке Континентальной Европы. Это оправдывало необходимые капиталовложения в сооружение и перепрофилирование инфраструктуры и оборудования⁵¹. Второй фактор заключался в росте экономики европейских стран, который сопровождался повышением благосостояния и стремлением к комфорту. В третьих, на Ближнем Востоке открывались новые месторождения нефти. При этом себестоимость добычи угля возрастала. Это повлекло за собой глобальный переход с угля на нефть.

Снабжение внутреннего рынка

Для обеспечения выхода газа на рынок было необходимо реализовывать его по цене, конкурентоспособной с традиционно применявшимися видами топлива⁵². Себестоимость добычи газа на Гронингенском месторождении были весьма низкой – порядка 1 голландского цента за кубический метр. Газ можно было продавать по гораздо более высокой цене. Согласно принципу рыночной стоимости, газ реализовывался по цене несколько ниже печного топлива, антрацита и кокса⁵³. Для бытовых и мелких потребителей не существовало крупных преимуществ от применения газа только для приготовления пищи и горячего водоснабжения. В дополнение к удобству пользования, предоставление скидок при применении газа для отопления обеспечивало существенные финансовые преимущества при его использовании. Для промышленных потребителей преимущества от применения газа были велики⁵⁴. Работы по погрузке-разгрузке и хранению угля стоили дорого, а оборудование, работающее на газе, было легче в управлении и удобнее в применении. Газоснабжение не зависело от водного и железнодорожного транспорта, поэтому погодные условия не оказывали на него влияния. Газ был хорошо принят в промышленности. Для промышленных потребителей цена на газ рассчитывалась на основе цен мазута и котельно-печного топлива. С учётом того, что стоимостные различия между эксплуатацией установок, работающих на мазуте и газе, не были столь значительны, немедленного перепрофилирования на газ производств, где использовался мазут, не происходило. Однако новые объекты сооружались под использование газа. Более широкое применение газа было во многом обусловлено развитием промышленности и потребностью в дополнительных поставках. Помимо использования в качестве топлива, газ также служил сырьём для производства удобрений⁵⁵.

Первоначально газ реализовывался только на премиальных рынках промышленного сектора, как, например, химического, металлургического и цементного производства. В этих отраслях он не должен был конкурировать с более дешёвыми альтернативными энергоносителями. С увеличением оценки запасов газа на Гронингене возникло опасение, что газ не найдёт достаточно большого рынка сбыта ввиду предполагаемой конкуренции со стороны дешёвой атомной энергии. Поэтому постепенно принцип реализации только на премиальных рынках был упразднён.

51. Там же, с. 48.

52. Там же, с. 60.

53. Там же.

54. Там же, с. 63.

55. Там же.

Поставки на экспорт

Одновременно с более широким применением газа на внутреннем рынке его значительные объёмы экспортировались в Бельгию, Германию и Францию в рамках договоров, заключённых в середине 1960-х годов, которые обусловили необходимость сооружения международной сети трубопроводов высокого давления в Европе. В 1971 году были подписаны контракты также с Италией и Швейцарией⁵⁶.

До 1970-х годов, помимо внутренней добычи, в Европе не существовало каких-либо других крупных поставок природного газа. Импортёры в Германии, Бельгии и Франции находились в полной зависимости от поставок газа из Нидерландов. Вместе с тем, для поставщиков существовал экономический риск низкой доходности⁵⁷. Требовались крупные капиталовложения в строительство транспортных мощностей, учётных и диспетчерских узлов. В интересах повышения надёжности поставок для потребителей, надёжности спроса для поставщиков и для платы за пользование инфраструктурой были введены долгосрочные газовые контракты, которые стали основным инструментом торговли газом в Европе.

Главными элементами этих долгосрочных контрактов являлись следующие: обязательство со стороны продавца поставить определённый объём газа и со стороны покупателя – приобрести его минимальный объём, которое обеспечивалось гарантированным обязательством «бери или плати», и механизм ценообразования по стоимости замещения, что на практике означало паритет с нефтью «на горелке». Покупатель должен был оплатить минимальные объёмы поставки по контракту независимо от факта их отбора, и, по существу, это условие обеспечивало продавцу гарантию от риска, связанного с объёмами поставок. Доходы операторов инфраструктуры устанавливались на уровне, необходимом для покрытия затрат на транспортировку оговоренных в контракте объёмов потребителю. Принцип стоимости замещения обеспечивал сбыт газа.

С учётом того, что экспортные цены на газ основывались на рыночной стоимости для конкретной страны-потребителя с привязкой к голландской границе (предполагавшей вычет затрат на транспортировку газа до потребителя), цена на голландской границе была неодинакова для различных стран-потребителей. В результате, были введены «положения о пункте назначения», с тем чтобы газ с низкой ценой на голландской границе, предназначенный для более удалённых рынков, не мог использоваться для подрыва более высоких цен на газ на более близких рынках.

Ещё одним важным новшеством, вытекающим из принципа стоимости замещения, явилось введение в экспортные контракты положения о пересмотре цен. В отличие от себестоимости, которая в большинстве случаев является фиксированной после того, как осуществлены инвестиции, стоимость замещения меняется во времени по мере технического прогресса и динамики долей и цен альтернативных энергоносителей. В интересах учёта таких изменений, положение о пересмотре цен позволяло производить регулярные обзоры цен для учёта таких изменений (*см. вставку 9 ниже*).

Вкратце, производители принимали на себя ценовой риск, связанный с изменениями в ценах на газ, обусловленными динамикой цен на нефть. Голландская система обеспечивала

56. Там же, с. 67.

57. Там же, с. 68.

сооружение добывающих и транспортных мощностей параллельно росту спроса⁵⁸. Она также не допускала появления на рынке нецелевого газа, которое ставило бы под угрозу концепцию рыночной стоимости, основанной на паритете с нефтью. Конкуренция между различными поставщиками газа по существу исключалась⁵⁹.

Экспорт голландского газа сыграл важнейшую роль в создании и развитии газового рынка в Европе. Без голландской газовой политики место коммунального газа заняли бы нефтепродукты – традиционная отрасль получения газа на базе добычи угля не смогла бы выжить в условиях конкуренции с более дешёвыми альтернативными энергоносителями⁶⁰.

Успешная реализация голландского подхода к ценообразованию продемонстрировала, что добыча и сбыт газа может быть прибыльным бизнесом. Привлекательная цена на экспортный голландский газ способствовала поставкам газа из других источников: из региона Северного моря (производители Великобритании, Германии, Дании и Норвегии), Советского Союза и Алжира. Принцип стоимости замещения, основанный на привязке цен газа к ценам на нефть, обеспечил возможность существенной активизации деятельности в области разведки и добычи газа и обусловил дальнейшее развитие европейской газотранспортной сети.

Голландская политика в области истощения запасов

Правительство Голландии и NAM / Gas-Export выделяли на экспорт лишь ограниченные объёмы газа из опасений по поводу надёжности внутреннего снабжения. Одновременно страны-импортёры также ограничивали рынки для сбыта голландского газа. Правительства этих стран стремились избежать вытеснения газом со своих рынков таких других энергоносителей, как уголь, печное топливо, производимое отечественной нефтеперерабатывающей промышленностью, и атомная энергия⁶¹. Экспорт газа ограничивался премиальными рынками – потребителями, которые были готовы платить достаточно высокие цены на границе и за стоимость транспортировки газа. Первоначально договоры заключались на фиксированные цены на границе в размере 4-4,25 голландских цента за кубических метр с возможностью регулярного пересмотра цены⁶².

Другим опасением являлось быстрое истощение ресурсов. В 70-е годы опасения по поводу истощения запасов Гронингенского месторождения обусловили необходимость корректировки газовой политики. Реализация газа на внутреннем и экспортных рынках подлежала ограничению путём пересмотра политики по ценообразованию и продажам газа.

Ранее внутренние цены привязывались к ценам на нефтепродукты, однако фактор привязывания лишь частично следовал динамике таких цен. Правительство Нидерландов предприняло попытку скорректировать цены на газ, привязав их к цене на топочный мазут для промышленности и котельно-печное топливо для бытовых потребителей и сферы обслуживания. С целью достижения ценового паритета газа с нефтью «на горелке», в 1974 году был принят закон, допускающий вмешательство правительства в переговоры между Gasunie и распределительными компаниями. Правительство также могло устанавливать минимальные

58. Там же, с. 70.

59. Там же.

60. Там же.

61. Там же, с. 70.

62. Там же, с. 71.

цены на поставки газа производителями компании Gasunie, а также на поставки Gasunie распределительным компаниям⁶³. После повышения цен на нефть цене на газ дали повыситься только спустя какое-то время и однозначно не на 100%. После первого повышения цен на нефть в 1973 году договоры на внутреннюю реализацию газа были практически полностью переориентированы на цену нефти. Это было сделано с целью изменения экспортных цен: если компания Gasunie могла продемонстрировать, что голландские потребители платят больше, то было легче вести переговоры о повышении цен с зарубежными потребителями⁶⁴.

Одновременно с ограничением внутреннего потребления произошло и ограничение экспорта газа. Заключать новые договоры на экспорт не разрешалось. Существовавшие договоры исполнялись. Они представляли собой долгосрочные контракты со сроком действия в 20-25 лет, которые были призваны оправдать инвестиции в транспортную и распределительную инфраструктуру⁶⁵. Экспортные контракты включали положения о корректировке цен (за исключением экспортного договора с Италией, в котором отсутствовало положение о пересмотре цен при его заключении в 1971 году, но оно было добавлено в 1975 году). Зарубежным покупателям также было предложено ввести ценовые корректировки для достижения большей увязки с ценами на нефть. К 1974 году средняя экспортная цена газа достигла 85% от уровня ценового паритета с нефтью «на горелке». Однако практически реализовать принцип паритета с ценами на нефть «на горелке» удастся гораздо позднее из-за необходимости переговоров по многочисленным положениям переходного характера.

В 1980 году правительство потребовало пересмотреть и скорректировать ряд контрактов, охватывавших порядка 90% общего объёма экспорта газа⁶⁶. Были скорректированы и базовые цены, и фактор увязки с ценами на нефть, и сокращено отставание по времени корректировки цен с 10 до 5 месяцев. Если бы Gasunie могла предложить бóльшие объёмы газа, теоретически, было бы возможно договориться о более высоких ценах – с учётом сложившейся конъюнктуры на рынке нефти, европейские потребители проявляли большой интерес к увеличению импорта газа от европейских поставщиков⁶⁷.

Изменение положения голландского газа на рынке

Ввиду проведения политики в области истощения запасов, исходящей из ограниченности природных ресурсов, в 80-х годах объёмы экспорта голландского газа снизились. Европейские потребители были заинтересованы в увеличении импорта голландского газа и были готовы платить более высокие цены. Однако его объёмы сокращались ввиду проведения правительством Нидерландов политики, основанной на понимании невозобновляемости ресурсов газа и необходимости их сохранения для внутреннего потребления⁶⁸. Бóльшая часть контрактов предусматривала гибкие условия поставки общих законтрактованных объёмов в течение срока действия договора – так называемые пакетные сделки. В некоторых случаях срок действия договора продлевался без корректировки общего объёма, за счёт чего сокращался годовой объём, поставляемый потребителю. Подобные корректировки объёмов

63. Там же, с. 89.

64. Там же.

65. Там же, с. 92.

66. Там же, с. 93.

67. Там же.

68. Там же, с. 93.

отражали изменение роли Нидерландов как одного из основных поставщиков газа на рынок Континентальной Европы.

Формирование цены на газ по стоимости замещения способствовало увеличению объёма инвестиций в геологоразведку и добычу и дальнейшему развитию газотранспортной сети в Европе. В 1970 году на долю голландского газа приходилось 92% трансграничной торговли природным газом. В 1975 году эта доля снизилась до 76% ввиду увеличения экспорта газа из Советского Союза и, впоследствии, из Норвегии и Алжира. К 1995 году доля голландского газа составляла всего лишь 10%. Крупнейшим поставщиком газа в Европу стала Россия, за которой следовали Норвегия и Алжир⁶⁹.

Политика Нидерландов в области истощения запасов была направлена на ограничение добычи газа в стране на уровне максимум 80 млрд. м³ в год и сохранение газа на Гронингском месторождении на протяжении ещё одного поколения. Это осуществлялось прежде всего за счёт разработки мелких месторождений, которые сами по себе являлись нерентабельными. Газ, добываемый на таких мелких месторождениях, замещал продукцию Гронингского месторождения. Кроме того, Нидерланды импортировали газ, главным образом, из Норвегии и впоследствии в объёме 4 млрд. м³ в год из России.

В результате проведения такой политики, обусловленной ограниченностью ресурсов, в начале 1980-х годов внутренние и экспортные продажи газа значительно сократились. В Континентальной Европе реализовывались крупные объёмы импортного газа, поступавшего из Норвегии, Советского Союза и Алжира. Правительство Нидерландов пришло к выводу, что рынок голландского газа сокращается, а вместе с ним уменьшаются поступления в госбюджет. Оно приняло решение прекратить поиск импортных поставок и снять ограничения на использование газа в электроэнергетике, поскольку только этот сектор мог, благодаря наличию электростанций, способных работать на двух видах топлива, поглотить существенные объёмы газа в короткий срок⁷⁰. Это повлекло за собой значительное увеличение объёма продаж и государственных доходов. Кроме того, были сняты ограничения на экспорт.

Компания Gasunie выступала в качестве «газового банка», обеспечивая гибкость в части резервных мощностей и надёжность снабжения⁷¹. Поставки газа с отдалённых месторождений из Советского Союза, Норвегии и Алжира требовали обеспечения высокого коэффициента загрузки мощностей, в связи с чем контракты было необходимо заключать на длительный период с целью оправдания крупных капиталовложений в мощности по добыче и трубопроводный транспорт. Спрос на газ зависит от времени года и определяется температурой наружного воздуха, что особенно характерно для бытовых потребителей, а это требует сооружения покупателями крупных хранилищ. Гибкие поставки с Гронингского месторождения позволяли удовлетворять пиковый спрос и обеспечивать резервные мощности на случай возникновения проблем со снабжением.

С падением цен на нефть в 1985-1986 годах беспокойство по поводу скорого возможного истощения ресурсов газа прошло. С учётом улучшения возможностей поставки газа по разросшейся газотранспортной системе, соединившей поставщиков и рынки сбыта, потребление газа в Западной Европе значительно активизировалось.

69. Там же, с. 94.

70. Там же, с. 108.

71. Там же, с. 109.

4.4.4. Контракты на импорт газа после Гронингена

Отечественный газ играл важную роль не только в Великобритании и в Нидерландах, но также и во Франции, Италии, Германии и, позднее, в Дании. Однако внутренние объёмы добычи были в лучшем случае постоянны, и, в отсутствие увеличения экспорта голландского газа, развитие газовой промышленности требовало дополнительных импортных объёмов.

Контракты на экспорт голландского газа служили эталоном для большинства экспортных газовых контрактов в Континентальную Европу, заключавшихся в течение последующих четырёх десятилетий.

Особая черта реализации groningenского газа, которая более не повторялась в других экспортных контрактах, заключалась в гибкости суточных и годовых поставок, которая была достаточно высока и позволяла учитывать сезонные изменения спроса и другие колебания рынка. В случае с голландским газом это экономически осуществимо, поскольку он транспортируется на короткие расстояния, за исключением поставок в Швейцарию и Италию. Инвестиции в добычу и транспорт в Нидерландах обеспечивались за счёт платы за мощности, которая взималась в дополнение к цене за сам сырьевой товар. При таком раскладе минимальная плата (в рамках контрактных обязательств «бери или плати») нужна не для обеспечения возврата инвестиций (капиталовложения финансируются за счёт платы за резервируемые мощности), а как гарантия минимальных поступлений ренты в бюджет государства и как гарантия сбыта минимальных объёмов газа на рынке покупателя.

Вместе с тем, в отличие от экспорта голландского газа, в других экспортных проектах требовалось покрывать гораздо более высокие затраты на транспортировку (поставляемый по трубопроводам большой протяжённости российский и алжирский газ, перекачиваемый по морским трубопроводам норвежский газ и СПГ из Алжира и Нигерии), поэтому было экономически нецелесообразно предусматривать в таких экспортных контрактах гибкость, требуемую рынком. Вместо этого, в них предусматривалась высокая минимальная годовая плата, соответствовавшая высокому коэффициенту использования газотранспортной инфраструктуры, в создание которой были вложены крупные средства. Такая минимальная плата служила гарантией как возврата инвестиций, так и получения минимальной ресурсной ренты.

Основные элементы газовых экспортных контрактов включали следующее:

- долгосрочное обязательство по поставке, уравниваемое долгосрочным обязательством по его закупке (которое обеспечивалось концепцией минимальной оплаты): продавец принимает на себя обязательство поставить определённый объём газа, а также обеспечить мощности для его поставки, а покупатель обязуется выделить определённую долю рынка путём взятия на себя обязательств о минимальной оплате
- ценообразование, основанное на концепции чистой экспортной стоимости (*нетбэк*), рассчитываемой на основе стоимости конкурирующих энергоносителей на границе страны-покупателя за вычетом затрат покупателя на транспортировку и распределение
- согласно данной концепции, базовая цена газа подлежит пересчёту через определённые промежутки времени (ежемесячно или ежеквартально) в соответствии с абсолютными колебаниями цен на конкурирующие энергоносители (*см. вставку 8*).

Хотя газойль и топочный мазут являются наиболее распространёнными конкурентами газа, данная концепция может использоваться и в привязке к другим конкурирующим энергоносителям, таким как уголь, электроэнергия или даже к самому газу

- в соответствии с данной концепцией, пункт сдачи экспортных объёмов газа и пункт привязки цены могут не совпадать; по существу, весь голландский газ сдаётся на границе Нидерландов, но с учётом затрат на транспортировку до необходимого пункта назначения (применительно к экспорту газа во Францию, Италию и Швейцарию)
- возможность регулярного пересмотра ценовых условий (как правило, раз в три года) с целью их корректировки по установленным критериям на изменение рыночной конъюнктуры, что позволяет обеспечивать постоянную конкурентоспособность газа (см. вставку 9)
- возможность обращаться в арбитраж в случае возникновения разногласий из-за корректировки цены.

Данная концепция позволяет обеспечивать продавцу надёжный объём продаж по ценам, максимально приближённым к уровню, при котором можно реализовать газ в конкуренции с другими энергоносителями на рынке. Таким образом, чистая экспортная цена (*нетбэк*), приведённая к устью скважины, обеспечивает максимальную величину удельной ренты, которая может быть получена на рынке, где поставки осуществляются без утраты конкурентоспособности товара. С другой стороны, она обеспечивает возможность сбыта газа, предлагая разумную маржу для покупателя. Риски, связанные с динамикой цен на конкурирующие энергоносители, несёт, главным образом, страна-производитель (изменения находят отражение в ресурсной ренте страны-производителя либо в виде поступлений от налогов на операции с нефтью и газом и платежей роялти, либо – если нефтегазовые операции осуществляются через государственные компании – посредством изменения их финансовых результатов). Таким образом, продавец принимает на себя ценовой риск, а покупатель – риск, связанный с реализацией объёмов на рынке.

В настоящее время на основе этой концепции континентальные страны Евросоюза импортируют в общей сложности свыше 250 млрд. м³ газа в год, причём наиболее известными примерами являются:

- первые экспортные поставки из СССР в рамках контрактов с Союзгазэкспортом (SGE I-III)
- экспорт алжирского газа по трубопроводу Transmed
- поставки алжирского газа во Францию и Бельгию и впоследствии экспорт алжирского газа в Испанию и Португалию по Магрибскому газопроводу
- контракты по норвежским проектам Экофиск и Статпайп⁷²
- экспорт дополнительных объёмов российского газа в рамках проекта SGE IV
- реализация газа с месторождения Троль в Германию, Нидерланды, Бельгию, Францию, Австрию и Испанию и позднее экспорт норвежского газа (через Комитет по переговорам в сфере газа) голландской компанией SEP компании VNG в Восточной Германии и в Чешскую Республику
- поставки нигерийского СПГ и впоследствии экспортные поставки газа из Великобритании на континент.

72. В этих сделках были заимствованы некоторые особенности из практики Великобритании: выделенное месторождение, мультипликативная формула расчёта цены, отсутствие положения о пересмотре цен.

Основными элементами данной концепции являются ценовая формула (см. вставку 8) и положение о пересмотре цен (см. вставку 9).

Вставка 8: Стилизованная формула расчёта цены согласно концепции «чистой экспортной стоимости» по долгосрочным контрактам⁷³

$$P_m = P_o + 0,60 \times 0,80 \times 0,0078 \times (LFO_m - LFO_o) + 0,40 \times 0,90 \times 0,0076 \times (HFO_m - HFO_o)$$

- (i) **Цена на газ P_m ,**
применимая в течение месяца m , определяется:
- начальной ценой на газ P_o
 - и динамикой цен на конкурирующие энергоносители по сравнению с контрольным месяцем; в данном примере: на лёгкое котельное топливо (LFO) и тяжёлый мазут (HFO)
- (ii) **0,60 и 0,40: доли сегментов рынка газа, конкурирующие с соответствующими энергоносителями (без единиц измерения):**
- лёгкое котельное топливо / тяжёлый мазут
 - эти доли будут отличаться от долей указанных энергоносителей в суммарном энергопотреблении; например, доля тяжёлого мазута на большинстве европейских рынков в настоящее время достаточно мала, однако они остаются наилучшей имеющейся альтернативой большей части газа, используемого в промышленных целях
- (iii) **0,80 и 0,90: коэффициенты переноса (без единиц измерения)**
- распределение рисков и выгод ценовой динамики между продавцом и покупателем
 - большинство рисков и выгод для покупателя (0,80/0,90)
 - могут отличаться для разных энергоносителей
- (iv) **0,0078 и 0,0076: технические коэффициенты эквивалентности для перевода единиц цены на конкурирующий энергоноситель в единицы цены на газ**
- в данном примере:
- газ в кВт*ч (по ВТС), котельное топливо / мазут в т
единицы измерения: (евроценты/кВт*ч) / (евро/т)
- (v) **Конкурирующие энергоносители**
- котировки, отражающие рыночную конъюнктуру
с налогами или без налогов на конкурирующие энергоносители

73. Более подробное описание долгосрочных контрактов дано в ESMAP (Joint UNDP / World Bank Energy Sector Management Assistance Programme), *Long-term Gas Contracts: Principles and Applications*, ESMAP Report No 152/93 (январь 1993 г.).

отставание по времени и контрольный период подлежат определению

LFO: цена на лёгкое котельное топливо

LFOo: цена на лёгкое котельное топливо за начальный месяц o

LFOm: цена на лёгкое котельное топливо, получаемая для месяца m (может относиться к средней стоимости за предыдущие месяцы в зависимости от согласованных контрольного периода и отставания по времени)

Параметр LFO в целом отражает конкурентную борьбу за обслуживание средних и мелких потребителей газа, для которых альтернативой является использование лёгкого котельного топлива (как правило, к ним относятся малые промышленные предприятия и предприятия сферы услуг, административные объекты и домашние хозяйства).

Для обслуживания таких заказчиков также требуются инвестиции в распределительную сеть, по которой продукция поступает средним и мелким заказчикам, и, в конечном итоге, большой набор инструментов, призванных обеспечить необходимую гибкость поставок.

Изложенное необходимо учитывать при определении P_o

HFO: цена на тяжёлый мазут

HFOo: цена на тяжёлый мазут за начальный месяц o

HFOm: цена на тяжёлый мазут на месяц m

Отражает конкурентную борьбу за обслуживание крупных заказчиков, имеющих в качестве альтернативы газу тяжёлый мазут (как правило, в котлоагрегатах)

(vi) Определение / согласование P_o (начальной цены за нулевой месяц), отражающей чистую экспортную стоимость поставки (цену *нетбэк*) до пункта сдачи экспортных объёмов газа:

использование валюты рынка сбыта

P_o определяется (согласовывается) как

стоимость замещения

минус

затраты на доставку газа из пункта сдачи потребителям

минус

стимулы к реализации.

Вставка 9: Стилизованные положения статьи о пересмотре цены

- a. В случае, если обстоятельства, не подконтрольные Сторонам, изменяются существенным образом по сравнению с исходными предположениями в существующих положениях о цене, каждая Сторона имеет право на проведение корректировки положений о цене с учётом таких изменений. Положения о цене в любом случае должны обеспечивать рентабельную реализацию газа на основе проведения обоснованных операций по сбыту.
- b. Каждая Сторона вправе подавать запрос на пересмотр положений о цене первый раз начиная с xx/yy/zzzz и впоследствии через каждые три года.
- c. Каждая Сторона предоставляет необходимые сведения для обоснования своей претензии.
- d. После подачи запроса на пересмотр цены Стороны проводят встречу для рассмотрения обоснованности корректировки положений о цене. В случае недостижения согласия в течение 120 дней каждая Сторона может передать данный вопрос в арбитраж в соответствии с положениями настоящего Договора об арбитражном разбирательстве.
- e. До достижения согласия и вынесения арбитражного решения все права и обязанности по настоящему договору – включая его положения о цене – продолжают применяться без каких-либо изменений. Если не согласовано иное или если вынесенное арбитражное решение не предусматривает иного, разница между прежней и вновь установленной ценой подлежит компенсации задним числом, включая проценты на такую разницу, начисляемые по ставке, отражающей конъюнктуру международного рынка финансирования.

Система ценообразования по принципу *нетбэк* / стоимости замещения, и положения о пунктах назначения

Концепция стоимости замещения в сочетании с экспортными контрактами, основанными на концепции чистой экспортной цены *нетбэк*, обуславливает различия в величине чистых экспортных цен на границе страны-экспортёра для различных клиентов. Кроме того, различия в затратах на транспортировку различным клиентам подразумевают различия в величине чистых экспортных цен, получаемых экспортёром на своей границе, даже если стоимость замещения на границе покупателей будет одинаковой. В более сложном случае, когда право собственности на газ переходит не на границе покупателя, а до неё, продавец компенсирует транспортные издержки покупателя за счёт предоставления скидки. Положение ещё более усложняется, когда один пункт сдачи / приёмки обслуживает одного экспортёра и нескольких покупателей.

Концепция стоимости замещения, происхождение которой описано в *разделе 4.4.3*, обеспечивает возможность совершения арбитражных сделок покупателем. В качестве основных примеров можно привести следующие: (а) производитель продаёт в одном и том же пункте продукцию различным странам с разной стоимостью замещения и / или (б) производитель предоставляет скидку с цены в пункте сдачи / приёмки для компенсации транспортных издержек покупателя, связанных с доставкой теперь уже принадлежащего ему газа до своего внутреннего рынка.

Первыми такими случаями были продажа голландского газа в Италию и Швейцарию и сдача норвежского газа с месторождения Экофиск в Эмдене компаниям Ruhrgas, Gasunie, а также Distrigas и Gaz de France (GdF) (для двух последних его цена включала компенсацию затрат на транспортировку в Бельгию и Францию). В некоторых случаях передача в каком-либо пункте, расположенном между страной-производителем и страной-потребителем, была политически мотивированной, как, например, в случае поставок советского газа на западной границе СЭВ и алжирского газа на границе Алжира. В нескольких контрактах на поставку советского / российского газа с различными конечными пунктами назначения, располагающимися дальше по трассе экспортного трубопровода (например, для Австрии, Италии и Франции) предусматривался / предусматривается один и тот же пункт сдачи (Баумгартен) с различными ценами реализации. Норвежский газ, реализовывавшийся с проектов Экофиск и Статпайп, поставлялся по специально выделенной инфраструктуре и / или в соответствии с согласованными транзитными соглашениями со сдачей на границе клиентов.

С тем чтобы заложенная в ценовую формулу скидка для компенсации транспортных издержек не использовалась для реализации газа по ценам ниже установленных на рынках, расположенных ближе к производителю, в договоры нередко включались так называемые «положения о пунктах назначения». Они исключали возможность перепродажи газа третьим странам, обеспечивая защиту позиций экспортёра за счёт недопущения арбитражных операций, совершаемых в ущерб продавцу ввиду разницы цен на различных рынках⁷⁴.

Европейская Комиссия сочла такие положения не соответствующими европейскому законодательству о конкуренции в пределах Евросоюза, поскольку они ограничивают перепродажу газа и его потоки между странами ЕС и тем самым нарушают основные положения Римского договора 1958 года о свободном перемещении товаров. «В декабре 2002 года поставщик нигерийского СПГ был первым внешним контрагентом, исключившим положения о пунктах назначения из существующих и будущих контрактов с европейскими клиентами... В июле 2002 года российский Газпром согласился исключить положения о пунктах назначения из всех будущих контрактов. В октябре 2003 года Европейская Комиссия объявила об урегулировании, достигнутом между итальянской Eni и Газпромом по положениям о пунктах назначения в их существующих контрактах. С тех пор Eni более не возбраняется перепродавать за пределами Италии газ, приобретаемый ею у Газпрома. Аналогичным образом, Газпром вправе продавать свою продукцию другим покупателям в Италии без согласия Eni»⁷⁵. В данном урегулировании также предусматривалось⁷⁶, что Eni обеспечит в 2008-2011 годах расширение мощностей газопровода TAG, в котором ей принадлежит контрольный пакет акций (и по которому через территорию Австрии в Италию поставляется 100% российского газа), и будет способствовать более эффективному доступу

74. А.А. Конопляник, *Russian Gas to Europe: from Long-term Contracts, On-border Trade, Destination Clauses and Major Role of Transit to ...?*, JENRL, vol. 23, no. 3 (2005), сс. 282-307.

75. International Energy Agency, *Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point* (IEA, 2004), с. 115.

76. См. European Commission, *Press-release on territorial destination clauses with Gazprom and Eni*, IP/03/1345 (6 октября 2003 г.); European Commission, *Energy Dialogue with Russia. Update on Progress*, Staff Working Paper SEC (2004) 114, Annex 6 (28 января 2004 г.).

третьих сторон с целью использования TAG для транзита⁷⁷. По имеющимся сведениям, скидка, связанная с доставкой газа на итальянский рынок, будет предоставляться только в отношении объёмов, потребляемых на территории Италии. Аналогичная договорённость была достигнута в мае 2004 года между ОАО «Газпром» и OMV⁷⁸. По состоянию на 2006 год «...Комиссия продолжала расследования по импорту алжирского газа, осуществляемому итальянскими и испанскими операторами»⁷⁹.

Экспорт газа из СССР / России: контрактная структура и ценообразование

При том что контракты и ценообразование, относящиеся к экспорту газа из СССР / бывших советских республик в Западную Европу, во многом следовали Гронингенскому подходу, они также имели свои особенности, связанные с политической обстановкой и географическими условиями. Контрактные условия отражали политический раздел Европы на Восточную и Западную в период реализации первых договоров поставки; а позднее – сложности, связанные с переходным периодом после падения Берлинской стены. Значительное расстояние между источниками газа и рынками требовало обеспечения экономической жизнеспособности протяжённой газопроводной системы, а также многочисленных договорённостей о транзите всех экспортных поставок российского газа на Запад. Вопросы транзита российского газа приобрели даже ещё большую актуальность в связи с образованием новых независимых государств в результате распада СССР.

Данные элементы нашли своё отражение в конкретных изменениях изначальной Гронингенской концепции: в отсутствии начислений на мощности, и в принятии обязательств по минимальной оплате в сочетании с высоким коэффициентом годовой загрузки мощностей, призванных обеспечивать высокую эффективность освоения крупных инвестиций в трубопроводную систему (как в случае норвежского газа и поставок СПГ). Значительное расстояние транспортировки до рынков сбыта и географическое положение СССР / России также обуславливали необходимость заключения договорённостей с транзитными странами, в некоторых случаях их число достигало четырёх (как, например, в случае поставок во Францию, когда газ пересекал территорию трёх стран во времена СССР, и четырёх стран при экспорте из России). Политические соображения означали, что пункты сдачи должны были находиться на политической границе между Востоком и Западом, в связи с чем транспортировка газа организовывалась покупателем / продавцом на участках, находившихся в сфере влияния их соответствующих политических лагерей, т.е. в Вайдхаусе на немецко-чешской границе и в Баумгартене на австро-словацкой границе. При необходимости, в формулу ценообразования включалась компенсация дополнительных издержек, связанных с дальнейшей транспортировкой за пределы системы СЭВ (главным образом, в случае Италии и Франции).

77. В результате публичной процедуры распределения первой очереди расширения мощностей газопровода TAG в декабре 2005 года (3,2 млрд. м³ в год), в которой участвовало более 140 компаний, включая ОАО «Газпром», каждая из них получила мощности в объёме около 2500 м³ в час (что примерно равно 20 млн. м³ в год) для поставки продукции на итальянский рынок.

78. А.А. Конопляник, *Russian Gas to Europe: from Long-term Contracts, On-border Trade, Destination Clauses and Major Role of Transit to ...?*, JENRL, vol. 23, no. 3 (2005), сс. 282-307.

79. R. Celli, F. Distefano and C. Riis-Madsen, *Commission Takes Further Action to Speed up Opening of Energy Markets*, *Global Competition Review* (2007), сс. 1-5 – см. цитату на с. 2.

Большая часть инфраструктуры для поставки российского газа в Европу была создана в советское время как элемент единой системы газоснабжения СССР и его партнёров по СЭВ. Широко известная трёхсторонняя сделка «газ – трубы» 1970-х годов (поставки газа по экспортным трубопроводам, построенным с использованием импортных труб, которые закупались у западных компаний при финансировании за счёт кредитов, полученных в западных банках под поступления от минимальной оплаты по экспортным газовым контрактам с западными газовыми компаниями) и затем введённое Президентом США Рейганом в 1981 году эмбарго на экспорт компрессорных станций в СССР, отвлекают внимание от того факта, что основная часть единой газотранспортной системы была сооружена собственными силами СССР и его партнёров по СЭВ. По существу, экспорт газа в Западную Европу оказал лишь вспомогательное воздействие и не являлся главным движущим фактором газификации СССР и стран СЭВ.

Экспорт российского газа в Западную Европу начался с заключения в первой половине 1970-х годов контрактов с Австрией, Германией, Францией и Италией. Даже несмотря на то, что первые договоры экспортных поставок российского газа (SGE I-III) предусматривали существенные начальные ценовые скидки, заложенная в них концепция ценообразования была аналогична голландским контрактам, и поэтому ценовые изменения по ним следовали динамике голландских контрактов. Следует особо отметить, что в положении о пересмотре цен на российский газ для некоторых клиентов также делалась ссылка на изменение цен по сопоставимым импортным контрактам как на один из критериев необходимости изменения цены. Это говорит о том, что в отличие от Нидерландов, чей внутренний рынок был схожим с экспортным, у России отсутствовал опыт рыночных отношений в собственной газовой отрасли, на который она могла бы опереться в ходе переговоров о пересмотре цены. В результате Россия использовала в качестве ориентира результаты пересмотра цен на голландский газ.

Ещё одна особенность советской / российской концепции ценообразования заключается в поставке газа со скидкой в качестве компенсации в случае его недопоставки, поскольку газ западноевропейским заказчикам поступает по весьма протяжённой и сложной системе, конструкция которой не всегда позволяет обеспечить точное соответствие объёма поставки потребностям клиента (в отличие от намного менее протяжённых специализированных систем Норвегии и Нидерландов).

Новый раунд экспорта советского газа SGE IV в Германию, Францию и Австрию в начале 1980-х годов, который приобрёл известность в связи со вмешательством Администрации Рейгана и эмбарго на комплектующие и запасные части компрессоров, изготовлявшиеся по американским лицензиям, характеризовался таким ценовым уровнем, который был сопоставим с другими поставками газа, главным образом, голландского, ввиду другой степени гибкости поставок. Это отличало его от предыдущих контрактов Союзгазэкспорта, предусматривавших начальные скидки.

Во второй половине 2006 года ОАО «Газпром» продлило срок действия договоров поставки со своими основными традиционными клиентами OMV, Eni, E.ON Ruhrgas и Gaz de France. На сегодняшний день срок их действия истекает в период 2027-2036 годов, и

эти сделки предусматривают различные формы взаимообразного участия ОАО «Газпром» в сбыте продукции⁸⁰.

OMV: 28 сентября 2006 года ООО «Газэкспорт» и OMV продлили срок действия своих договоров купли-продажи природного газа. Срок истечения контракта переносится с 2012 года на 2027 год, и в течение этого времени Австрия будет получать гарантированные газовые поставки в объёме порядка 7 млрд. м³ в год.

Eni: председатель правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер и глава Eni Паоло Скарони подписали 14 ноября 2006 года в Москве стратегическое соглашение. В соответствии с данным соглашением, ОАО «Газпром» продлит срок действия существующих договоров поставки до 2035 года (вместо ранее установленной даты истечения срока в 2017 году), хотя детальных сведений об объёмах поставок предоставлено не было. Начиная с 2007 года ОАО «Газпром» будет самостоятельно реализовывать часть объёмов, поставляемых в настоящее время компании Eni, непосредственно на итальянском рынке. Объём таких продаж возрастет в 2010 году до 3 млрд. м³ в год и будет оставаться на этом уровне до истечения срока действия контракта в 2035 году.

E.ON Ruhrgas: ОАО «Газпром» согласилось поставить E.ON Ruhrgas 400 млрд. м³ газа в период до 2036 года. Этот объём получен в результате продления срока действия существующего контракта и заключения нового на поставку газа по газопроводу Nord Stream. Существующий договор, который предусматривает сдачу продукции в Вайдхаусе на чешско-немецкой границе, будет продлен ещё на 15 лет – с 2020 года по 2035 год с ежегодным объёмом поставки в 20 млрд. м³, в результате чего совокупный объём составит 300 млрд. м³. Контракт же на поставку продукции по газопроводу вступит в силу в 2010-2011 годах с ежегодным объёмом поставки в 4 млрд. м³ и совокупным объёмом в 100 млрд. м³.

Gaz de France: в декабре 2006 года GdF заключила сделку с ОАО «Газпром», предусматривающую продление срока действия её существующего договора поставки в объёме 12 млрд. м³ в год до 2030 года и возможность дополнительных поставок начиная с 2010 года на уровне 2,5 млрд. м³ в год по газопроводу Nord Stream. Условия сделки обеспечивают ОАО «Газпром» возможность реализации с июля 2007 года газа в объёме до 1,5 млрд. м³ в год напрямую конечным потребителям, главным образом, во Франции.

Экспорт газа из России в страны, ранее входившие в СЭВ (такие как ГДР / Восточная Германия, Словакия, Чехия и Польша), поставки в которые ранее осуществлялись на основе бартерных / компенсационных сделок советских времён (участие в освоении Ямбургского и Оренбургского месторождений и строительстве соответствующих трубопроводов в обмен на поставки газа, а для стран транзита – поставки газа в качестве компенсации за услуги по транзитной транспортировке по их территории), были постепенно преобразованы в договоры поставки, аналогичные стандартным контрактам на экспорт в Западную Европу, и отдельные договоры о транспортировке – сначала для Восточной Германии и в дальнейшем для стран, вступающих в ЕС.

80. Сведения о продлении срока действия данных контрактов получены из *Gas Matters* (ежемесячного издания): информация по OMV – с. 34 *Gas Matters* (октябрь 2006 года); по Eni – с. 24 *Gas Matters* (ноябрь 2006 года); по E.ON Ruhrgas – с. 26 *Gas Matters* (сентябрь 2006 года); по GdF – с. 20 *Gas Matters* (декабрь 2006 года).

Изменение политической ситуации в Европе (распад СЭВ и СССР и расширение ЕС) обусловило необходимость адаптации ранее существовавших договорённостей по транзиту и поставкам советского / российского газа для бывших стран-участниц СЭВ и бывших советских республик (более подробно см. раздел 4.4.7). После распада Советского Союза между государствами, прежде являвшимися советскими республиками, сформировались новые взаимоотношения в сфере энергетики и произошло разделение ранее единой газовой системы СССР на национальные системы целого ряда государств. Потребовалось достичь транзитных договорённостей со всеми новыми независимыми государствами в отношении объектов инфраструктуры, некогда являвшихся частью единой транспортной системы. По этой системе, не предназначенной для обеспечения отдельного режима транзита, продолжали (по крайней мере, на начальном этапе) перекачиваться прежние физические потоки газа. Кроме того, на транзитные договорённости по поставкам ранее советского, а ныне российского газа повлияло и расширение ЕС в 2004 и 2007 годах, поскольку несколько пунктов сдачи оказались внутри территории ЕС-25/27. В результате то, что ранее являлось международным транзитом, в настоящее время в соответствии с законодательством ЕС стало внутренней транспортировкой, на которую распространяются нормы ЕС.

Норвежский газ

Освоение Норвегией запасов в Северном море началось с открытия месторождений в районе Экофиск. Первые два раунда лицензирования в Норвегии происходили без прямого участия государства. В первом раунде (охватывавшем район Экофиск) участвовали исключительно частные компании, а во втором предусматривалась доля, права на которую могло реализовать государство в случае успешного открытия. Что касается третьего раунда лицензирования, то в нём вновь сформированная компания Statoil, полностью находящаяся в собственности государства, получила минимальную долю участия на уровне не менее 50% (впоследствии с возможностью увеличения по скользящей шкале до 80%). Ввиду запрета на сжигание «на факеле» попутного газа с месторождения Экофиск и других месторождений района, компания Phillips, являвшаяся оператором, стремилась найти возможность реализации газа. В 1973 году закупочный консорциум в составе Ruhrgas, Gaz de France, Distrigaz и Gasunie, в конкуренции с British Gas, наконец подписал контракт, а двумя годами позднее подписал аналогичный контракт на газ с соседнего месторождения Элдфиск. Контракт предусматривал распределение запасов месторождения между покупателями, с оговоркой, что объёмы поставок будут адаптироваться в соответствии с оценкой запасов месторождений. Ценообразование осуществлялось по формуле относительной цены, привязанной к тяжёлому мазуту и лёгкому котельно-печному топливу без возможности пересмотра цены. Эти принципы ценообразования и заключения договоров, очевидно, сформировались под воздействием американской и британской концепций. Объёмы договорных поставок впоследствии существенно сократились ввиду непредвиденных трудностей, связанных с разработкой пластов.

Контракты по Статпайп, заключённые в начале 1981 года, были призваны восполнить сокращение объёмов поставок с месторождения Экофиск. В начале 1980-х годов мир находился под впечатлением стремительного роста цен на нефть с 12 до более чем 30 долл. США за баррель, и целый ряд серьёзных организаций ожидал, что цена на нефть увеличится до 100 долл. США за баррель. В этой обстановке растущего беспокойства в отношении ограниченности энергоресурсов Алжир начал спор о необходимости обеспечения паритета цен на газ с нефтью в пункте экспорта, т.е. на условиях FOB для алжирского СПГ

(более подробно этот вопрос обсуждается в разделе по алжирскому газу ниже). Это означало (i) требование о надбавке, поскольку формирование цены на устье скважины на условиях паритета не оставляло бы никакой маржи для оплаты всей инфраструктуры между устьем скважины и потребителем, которая превышала маржу НПЗ, и (ii) привязку к энергоносителю, который не отражал конкурентного положения газа на рынке, поскольку цена на сырую нефть сильно зависела от той её части, которая реализовывалась на автомобильном рынке, где наблюдалась иная ценовая динамика.

Норвежская сторона начала с ценовых запросов, аналогичных алжирским в то время, но норвежские продавцы пошли на компромисс, и обсуждение формул ценообразования для газа с месторождения Статфьорд завершилось установлением цены заведомо ниже паритета цены на сырую нефть. Формула относительной цены была привязана на 25% к каждому из следующих элементов: (i) корзине цен на нефть ОПЕК и Северного моря, (ii) цене на импортную нефть в Германии, (iii) котировке Статистического управления Германии по тяжёлому мазуту (включая минимальное условие) и (iv) котировке того же Статистического управления Германии по лёгкому котельно-печному топливу. Эта формула была в 1986 году заменена новой, аналогичной новой ценовой формуле для месторождения Тролль, за исключением контрактов с американской компанией Marathon Oil. Ценовая формула по этим контрактам сначала стала предметом арбитражного разбирательства, начатого по инициативе компании Marathon Oil, а потом – судебного разбирательства в Хьюстоне, по которому было, в конечном счёте, вынесено решение Верховного суда США⁸¹.

Эта формула ценообразования, которая не соответствовала принципам стоимости замещения и не предусматривала пересмотра цен с целью их корректировки на изменение конъюнктуры, была упразднена в связи с заключением договоров по месторождению Тролль в 1986 году.

Переговоры по контракту на поставки газа с месторождения Тролль проходили в период с конца 1984 года по май 1986 года между шестью держателями лицензий на разработку месторождения Тролль (Тролль-Запад в блоке 31/2 впоследствии объединился с Тролль-Восток в блоках 31/3, 5 и 6) и шестью континентальными газовыми компаниями (Ruhrgas, Thyssengas и BEB (Германия), Gaz de France, Gasunie (Нидерланды) и Distrigaz (Бельгия)).

В сделки вошли следующие основные элементы:

- Статья о пересмотре цен, дававшая возможность учёта изменений конъюнктуры на рынке газа и обеспечивавшая гарантии реализации газа. Первый обзор был запланирован на 1992 год до начала поставок в рамках договора по месторождению Тролль
- Ценовая формула по состоянию на 1 октября 1985 года (т.е. до начала падения цен на мазут), которая была основана на параметрах различных национальных рынков с деноминацией в местной валюте и привязкой на 50-60% к лёгкому котельно-печному топливу, а в остальном – к тяжёлому мазуту (с выделением особого элемента для отражения конкуренции с электроэнергией в случае Франции). Ни один из элементов данной формулы не отражал реализацию газа для целей крупномасштабной генерации электроэнергии

81. См. Decision of the Supreme Court of the United States *Ruhrgas AG v. Marathon Oil Co.*, 526 US 574, 585 (1999).

- Пункты сдачи находились на государственной границе покупателя с осуществлением прямых поставок по трубопроводу Zeeripe в Зебрюгге для Бельгии, по Norpipe в Эмден для Германии и Нидерландов и, впоследствии, по газопроводам Euroripe I и II в Дорнум, а также с использованием Зебрюгге и специально построенного транзитного газопровода в направлении Блареньи (Франция) для поставок во Францию, вместо которого в дальнейшем стал использоваться трубопровод Franpipe в направлении Дюнкерк
- Поставки осуществлялись с месторождения Тролль с возможностью замещения и обязательством по замещению в случае дефицита объёмов с данного месторождения, при условии экономической целесообразности разработки большего числа месторождений
- Значительные возможности для покупателей увеличивать первоначальные объёмы (на 80% и более), подкреплённые обязательством использовать эти объёмы для удовлетворения части дополнительного спроса
- Обязательство по минимальной годовой оплате, соответствующее среднему уровню отбора газа примерно в 7 тыс. часов в год, с некоторыми дополнительными элементами гибкости
- Базовая цена (P_0) определялась путём переговоров по методике, соответствующей формированию цены на голландский газ с учётом различий в гибкости поставок (голландский газ поставлялся со структурой отбора, обусловленной требованиями рынка, и для него использовалась ценовая формула, включавшая в себя начисление на мощности и товарные начисления).

Экспорт алжирского газа

Алжир начал с осуществления поставок СПГ, в том числе в США, и уже затем стал экспортировать газ по трубопроводам в Италию и, позднее, в Испанию и Португалию.

Ввиду технических трудностей пересечения как Гибралтарского пролива, так и Средиземного моря в районе между Тунисом и Сицилией, требовавшего прокладки подводных трубопроводов на глубине 500 м и более, Алжир начал экспортировать газ в виде СПГ. Алжир был пионером экспорта сжиженного природного газа. Первый коммерческий груз СПГ был доставлен в Великобританию с завода по сжижению в Арзеве ещё в 1964 году. В 1970-е годы Алжир заключил дополнительные сделки с США, а также с Францией и Бельгией.

Начиная с 70-х годов рассматривалась идея сооружения подводного трубопровода, который бы соединил Алжир с Италией или Испанией. В 1973 году Eni и Sonatrach подписали договор о строительстве по дну Средиземного моря трубопровода для перекачки 12 млрд. м³ газа в год в Италию со сроком действия 25 лет. В конечном итоге, этот трубопровод был построен в конце 1970-х годов и сдан в эксплуатацию в 1983 году; при его сооружении был поставлен рекорд глубины прокладки морских трубопроводов. Строительство же трубопровода, соединившего Алжир с Испанией, состоялось только в конце 1990-х годов.

Первые сделки на поставку алжирского СПГ в Великобританию и США были основаны на фиксированной цене; например, в рамках сделки с El Paso в США поставки начались в 1978 году по цене FOB в 0,37 долл. США за млн. БТЕ. Однако при этом возникли трудности

ввиду превышения уровня запланированных затрат алжирской стороной⁸². В середине 1970-х годов Sonatrach удалось заключить сделки с Испанией, Францией и Бельгией, основанные на принципе чистой экспортной стоимости (*нетбэк*) с привязкой к дизельному топливу и мазуту, по цене FOB в 1,60 долл. США за млн. БТЕ.

В 1977 году Eni и Sonatrach заключили договор поставки по проекту Transmed также на основе ценовой формулы *нетбэк*. Цена на алжирско-тунисской границе, где Eni должна была принимать газ, была согласована на уровне 1,00 долл. США за млн. БТЕ, в то время как Gaz de France платила за свой газ 1,30 долл. США за млн. БТЕ, но на условиях СИФ. Хотя цена была ниже той, что платила Франция, поступления Алжира по ценовой формуле *нетбэк* были выше, поскольку она не включала в себя затраты на сжижение и перевозки СПГ-танкерами.

После смерти президента Алжира Бумедьена в 1978 году, его противники использовали явный провал контракта с El Paso, чтобы повысить цену на экспортные поставки алжирского газа (более подробно см. раздел 4.5.3.2). Новый министр энергетики Белкасем Наби стремился радикально изменить политику формирования цен на алжирский газ, потребовав установить цену на условиях FOB или, в случае поставок газа по трубопроводу, на алжирской границе, которая бы обеспечивала паритет с лёгкой алжирской нефтью. Хотя концепция ценового паритета с нефтью (на условиях СИФ) успешно применялась в Японии, где лёгкая малосернистая нефть сжигалась на электростанциях, расположенных непосредственно в районе порта, поставки газа, реализуемого в Европе, должны были включать в себя существенные инфраструктурные издержки, связанные с его транспортировкой заказчику из пункта сдачи, а цена FOB не позволяла учитывать даже затраты на транспортировку газа до границы заказчика. Было совершенно очевидно, что такая формула ценообразования не могла обеспечить сбыт газа, однако Алжир требовал, чтобы газ реализовывался в сегментах, отражающих превосходящую ценность газа по сравнению с нефтью. Как отмечает Hayes, «Новое политическое руководство компании Sonatrach продемонстрировало беспрецедентную готовность приостановить поставки в интересах выполнения таких ценовых требований»⁸³.

Незадолго до завершения строительства трубопровода Transmed в 1980 году Алжир запросил цену в 5,50 долл. США за млн. БТЕ, вместо 3,50 долл. США за млн. БТЕ в соответствии с ценовой формулой, согласованной в 1977 году. Eni отвергла это предложение, и за этим последовала быстрая эскалация конфликта со стороны Алжира, который прекратил оплачивать свою долю в совместной части проекта Transmed.

Хотя цена в сделке с El Paso в США в 1978 году была скорректирована с 0,37 до 1,75 долл. США за млн. БТЕ, правительство Алжира подталкивало Sonatrach к получению надбавок к цене от каждого покупателя СПГ. Переговоры с американским покупателем El Paso быстро прекратились. На газ, импортируемый из Алжира, приходилась лишь незначительная часть потребления газа в США, и правительство США опасалось, что увеличение цены на алжирский

82. M.H. Hayes, *Algerian Gas to Europe: the Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects*, Working Paper no. 27 (Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University and James A. Baker III Institute for Public Policy Energy of Rice University, 2004), с. 13.

Первоначальный источник: A. Aïssaoui, *Algeria: the Political Economy of Oil and Gas* (Oxford University Press, Inc. 2001), сс. 6, 13.

83. Там же, с. 22.

газ будет способствовать выдвиганию аналогичных требований о повышении цен со стороны Мексики и Канады в силу режима наиболее благоприятствуемой нации⁸⁴.

Экспорт алжирского газа имел более важное значение для Франции и Бельгии, хотя срок действия договора поставки, подписанного между Sonatrach и Distrigaz в 1975 году, начинался только в 1982 году. Компания Distrigaz в 1981 году всё-таки согласилась на требование Алжира, по-видимому, под защитой положения о наиболее благоприятствуемом покупателе.

Gaz de France попыталась проигнорировать требования Алжира, продолжая платить прежнюю цену, на что Алжир ответил соответствующим сокращением поставок. В конечном счёте, вмешалось новое социалистическое правительство Франции, которое пообещало субсидировать разницу между коммерчески жизнеспособной ценой и ценой ФОб на базе паритета, которую стремился получить Алжир (с учётом того, что GdF в то время финансировалась непосредственно из госбюджета Франции, субсидий, по существу, не требовалось, поскольку государство в любом случае проплатило бы эту разницу). Исходя из цены на нефть в размере 30 долл. за барр., GdF заключила сделку сроком на 20 лет на поставку 5,15 млрд. м³ газа в год с ценой ФОб на уровне 5,12 долл. США за млн. БТЕ. В обмен на это Алжир гарантировал промышленные заказы на сумму порядка 2 млрд. долл. США.

После того, как Франция согласилась платить политическую цену при поддержке французского правительства, Италия также, в итоге, приняла в сентябре 1982 года условия алжирских требований на основе формулы, которая была аналогична навязанной Gaz de France, поскольку также опасалась отсутствия поставок по трубопроводу Transmed. Итальянское государство предоставило субсидию в размере 0,53 долл. США за млн. БТЕ. Поставки по трубопроводу Transmed, наконец, начались в июне 1983 года.

Другие продавцы газа в Западную Европу также пытались получить надбавки к цене в период 1980-1982 годов, но согласились на более сдержанные увеличения и не стремились привязать основную часть цены газа к цене на нефть.

«Битва за газ», которую вели Наби и Sonatrach, в конечном счёте, подорвала репутацию Алжира как надёжного поставщика газа. К середине 1986 года цены на нефть упали до 10 долл. США за барр. и ценовая формула, применявшаяся для алжирского газа, дала бы отрицательную цену ФОб. Прежде чем это произошло, Епi провела переговоры с целью изменения цены, и вместо официальной цены ОПЕК, использовавшейся для индексации, в основу пересмотренной договорной цены была положена старая и надёжная формула ценообразования по принципу *нетбэк*.

В 1992 году Sonatrach подписала ещё один договор поставки газа по трубопроводу с испанской компанией ENAGAS, который предусматривает перекачку продукции по трубопроводу, пересекающему территорию Марокко и Гибралтарский Пролив (Магрибский газопровод). Поставки начались в 1996 году. Контракт представляет собой договор с обязательством по минимальной оплате и пунктом сдачи на алжирско-марокканской границе (ENAGAS взяла на себя строительство и эксплуатацию трубопровода на участке, проходящем по территории Марокко и вплоть до Испании, а впоследствии – и до

84. Там же.

Португалии). Цена на газ привязана к замещаемым топливам (топливной и нефтяной корзинам) с возможностью регулярного пересмотра⁸⁵.

Остаточным явлением «битвы за газ» можно назвать тот факт, что Алжир – в отличие от других крупных экспортёров газа в ЕС – привязывает значительную часть своих ценовых формул к сырой нефти вместо котельно-печных нефтепродуктов.

4.4.5. Раунды по пересмотру цен

Концепция «затраты плюс» может обеспечить постоянную цену на газ, поскольку большая часть затрат приходится на инвестиции или связана с такими инвестиционными издержками, как стоимость финансирования и страхования, причём затраты на техобслуживание обычно весьма пропорциональны инвестиционным затратам.

В отличие от этого, концепция стоимости замещения требует периодических корректировок, поскольку стоимость замещения изменяется по мере роста рынка и по мере изменения цен и структуры набора альтернативных энергоносителей. Начало поставок с месторождения Гронинген шло в условиях ещё относительно стабильных цен на нефть, и поэтому контракты на поставку голландского газа были первоначально основаны на фиксированной цене без привязки к конкурирующим видам топлива, но при этом включали положение о пересмотре цен, допускавшее пересмотр ценовых положений раз в три года.

Внутренний рынок Нидерландов и стандарты в области потребления, например, в области эффективного использования топлива, в основном сходны с рынками сбыта их экспортной продукции. Поэтому обсуждение пересмотра цен между Gasunie и её потребителями основывалось на схожем опыте функционирования рынка газа. В отличие от этого, Россия и Алжир не могли использовать свой «внутренний» опыт функционирования газовых отраслей для целей привязки экспортных цен, поскольку этот опыт являлся частью совершенно иной экономики. Норвегия также не могла опереться на собственный опыт, поскольку её рынок потребляет мало газа. Однако в данном случае участие крупных международных нефтяных компаний в разработке месторождения Тролль, таких как Exxon, Shell, Total, Conoco и т.д., обеспечило передачу определённого практического опыта норвежским компаниям, пока Statoil и Norsk Hydro не приобрели собственный опыт в ходе ведения переговоров и дополнительного участия на рынках своих покупателей.

Концепция регулярных обзоров цен обеспечила в итоге постоянную корректировку ценовых формул с учётом меняющейся роли газа на рынке. Это было достигнуто благодаря пересмотру цен раз в три года. Поначалу тон задавали переговоры между Gasunie и её клиентами благодаря первоначальной важности экспорта голландского газа, а также сходству голландского рынка и её экспортных газовых рынков. После же первого пересмотра цены на тролльский газ в 1992-1993 годах, пересмотры цен по норвежским контрактам по месторождению Тролль приобрели столь же важную роль ввиду числа международных нефтегазовых компаний, участвующих в этих сделках.

85. ESMAP (Joint UNDP / World Bank Energy Sector Management Assistance Programme), *Cross-border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects*, Technical Paper 035 (июнь 2003 г.), с. 89.

Вначале конкурентоспособность газа в значительной степени определялась тяжёлым мазутом, применявшимся крупными потребителями, который был необходим в качестве своего рода якоря для формировавшегося рынка. С расширением применения газа бытовыми потребителями и в сфере услуг, в ценовой формуле стала расти доля лёгкого котельно-печного топлива. В настоящее время формула формирования цены на импортный газ, как правило, предусматривает привязку на 60-65% к лёгкому котельно-печному топливу, а в остальном – к показателям, отражающим конкурентоспособность газа в промышленности и электроэнергетике, главным образом, по отношению к тяжёлому мазуту. Применение газа в электроэнергетике стало вновь актуальным с середины 1990-х годов после отмены директивы ЕС, запрещавшей его широкомасштабное использование для выработки электроэнергии, и упразднения запрета на использование газа в Германии. В результате во второй половине 1990-х годов продавцы согласились на привязку доли порядка 10% в формуле газовой цены к ценам на уголь для отражения конкурентного положения газа в электроэнергетике. После ввода в эксплуатацию в 1998 году трубопровода Interconnector, при пересмотрах цен стала учитываться и конкуренция между различными поставщиками газа за счёт привязки небольшого процента в ценовой формуле к показателям, отражающим конкуренцию непосредственно на газовом рынке.

За исключением спора с компанией Marathon, имевшей исключительные права на реализацию газа с месторождения Хеймдал на континенте⁸⁶, и весьма небольшого числа дел, связанных с поставкой газа на большие расстояния, которые были переданы в арбитраж, все переговоры по пересмотру цен завершались достижением компромисса между сторонами, даже несмотря на то, что в некоторых случаях на это уходило до пяти лет.

Окончательная редакция доклада 2007 года Генерального директората Европейской Комиссии по конкуренции о проведённом в секторе опросе отражает результат этого развития событий. В докладе показано высокое сходство усреднённых механизмов индексации цен на газ для экспортной продукции из Нидерландов, Норвегии и России, поставляемой в страны ЕС-25 – с привязкой к газойлю на уровне 52-55% и к тяжёлому топочному мазуту на уровне 35-39%. При этом общая привязка к котельно-печным нефтепродуктам составляет порядка 87-92%, а оставшаяся часть ценовой формулы устанавливается странами по-разному: она может быть привязана к инфляции, углю, сырой нефти или быть фиксированной⁸⁷. Кроме того, приведённые в докладе уровни цен, весьма схожи в случае России и Норвегии, а несколько более высокая цена на голландский газ отражает лучшую структуру его поставок.

В отличие от этого, алжирский газ, цена которого соответствует уровню цен российского и норвежского газа, привязывается главным образом к сырой нефти – примерно на 70% против 6%, приходящихся на мазут, и 19% на газойль, а остальное относится на инфляцию.

Для газа из Великобритании характерен уровень цены, очень близкий к российскому газу. Из доклада не вполне ясно, но похоже, что он рассматривает все объёмы газа, добываемого на шельфе Великобритании, будь то экспортируемые или поставляемые на британский внутренний рынок. Как того и следовало ожидать, на 37% привязка осуществляется к цене на газ на NBP, а привязка к газойлю и тяжёлому мазуту составляет соответственно 11% и 9%.

86. См. Decision of the Supreme Court of the United States *Ruhrigas AG v. Marathon Oil Co.*, 526 US 574, 585 (1999).

87. DG Competition, *Report on Energy Sector Inquiry*, SEC (2006) 1724 (Брюссель, 10 января 2007 г.), с. 103, документ находится на сайте <http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/fr_part1.pdf> (просмотр 24 января 2007 г.).

Удивительно высокой является привязка к инфляции (28%), что, судя по всему, является пережитком ранее существовавшей структуры договоров в Великобритании.

В докладе также проводится сопоставление усреднённых привязок газовых цен по импортным контрактам в Западной Европе (страны ЕС-15) и Восточной Европе (страны ЕС-10). В то время как показатели привязки к газойлю в Западной и Восточной Европе весьма схожи (50% и 47% соответственно), остальная часть формулы в Восточной Европе практически полностью привязана к тяжёлому мазуту (48%), в то время как в Западной Европе привязка к тяжёлому мазуту составляет всего 30%, а остаток привязывается к более сложным индексам.

4.4.6. Изменения в сфере регулирования

С проведением реформы газового рынка в 1990-х годах были упразднены исключительные концессии, которые изначально обуславливали обязательства покупателя по внесению высокой минимальной платы. По существу, на смену им пришли мощные газовые компании, чья сила объяснялась признанием на рынке в сочетании с сохраняющейся практикой долгосрочных контрактов на поставку, особенно с муниципальными потребителями. Сроки действия долгосрочных контрактов на поставку ставились под сомнение некоторыми регулирующими органами, которые высказывали опасение, что подобные контракты с муниципалитетами будут препятствовать развитию конкуренции на внутреннем рынке.

Вторая Директива ЕС «О газе» установила обязательный доступ третьих сторон в сочетании с обязательным организационно-правовым, управленческим и бухгалтерским разделением компаний. Это квалифицируется как необходимое условие для создания ликвидного рынка газа, что также должно способствовать формированию единого газового рынка ЕС. С этой же целью применяемая в Великобритании система оплаты на входе-выходе в настоящее время внедряется в рамках всего ЕС с той же целью создания единого рынка газа Евросоюза.

На сегодняшний день на континенте сформировалось несколько газоторговых узлов по инициативе промышленных участников: первый – в Зебрюгге, за которым последовали узлы в Бунде (Германия) и ТТФ, условный узел для всей системы поставок голландского газа. Пока такие узлы служат для уравнивания позиций между достаточно крупными участниками. *Чёрн* на таких узлах на сегодняшний день составляет порядка 5, что однозначно ниже необходимого минимума для признания рынка ликвидным (обычно рынок признаётся ликвидным при показателе *чёрн* 15).

Важными элементами для обсуждения истории газовой отрасли в Континентальной Европе по сравнению с США и Великобританией, а также развития импорта, являются следующие:

- высокая изначальная зависимость от импорта, которая ещё более усиливается. Развитие газовой отрасли в странах Континентальной Европы (за исключением Нидерландов) основывалось на поставках импортного газа
- с учётом того, что основой для развития являлись трансграничные потоки газа, оптимизация ренты страной-экспортёром всегда играла доминирующую роль

- ввиду того, что основными источниками поставок являются сверхгигантские месторождения⁸⁸, оптимизация ренты для страны-экспортёра является не просто вопросом ценообразования по принципу чистой экспортной стоимости (*нетбэк*), но и также вопросом объёмов. Самый важный вопрос заключается в том, готовы ли страны-экспортёры реализовывать газ предприятиям электроэнергетики, что раньше являлось ограниченной практикой
- национальные различия в системах регулирования сохраняются, хоть они и сокращаются в результате принятия директив ЕС; по-прежнему существуют значительные различия в режимах налогообложения
- ценовая эластичность спроса, как представляется, однозначно ниже в Континентальной Европе по сравнению с США и Великобританией, что объясняется гораздо меньшей ролью газа в электроэнергетике этих стран. В отличие от широко распространённого представления, применение газа на центральных газовых рынках Континентальной Европы достаточно ограничено (однозначно, в Германии и Франции), так что со стороны спроса газу недостаёт ценовой эластичности.

Вслед за реструктуризацией голландской газовой промышленности, Gasunie и её компании-преемники в сфере торговли предлагают газ на условии годовых контрактов для внутреннего потребления или на экспорт. Такой газ предлагается или по фиксированной цене, или по цене, привязанной к индикаторам на котельно-печное топливо.

Наиболее интересный вопрос связан с трудностями и рисками перехода от системы сильных участников к системе одной или нескольких высоколиквидных рыночных площадок. Хотя считается, что необходимые условия для такого перехода известны (предоставление доступа третьих сторон и организационно-правовое разделение компаний), менее понятно, каких условий будет достаточно для успешности такого перехода. При отсутствии регуляционного контроля в промысловых видах деятельности вопрос заключается в том, что будет представлять собой общий баланс затрат и выгод от такого перехода. Как отметил представитель одной из газодобывающих компаний во время сессии Промышленной консультативной группы Энергетической Хартии, производители заинтересованы в поставке своего газа либо на рынок с высокой ликвидностью, либо на рынок с низкой ликвидностью, но сильными участниками, и они знают, как это делать; но трудно поставлять газ на рынки с низкой ликвидностью и слабыми участниками.

4.4.7. Трансграничные поставки газа в странах бывшего СЭВ

Развитие событий до и после падения Берлинской стены

На Востоке экспорт газа из Советского Союза в другие страны-члены СЭВ осуществлялся в рамках согласованного централизованного планирования Совета Экономической Взаимопомощи. В качестве типичного примера можно привести участие стран СЭВ в освоении сибирских газовых месторождений и строительстве соответствующих газопроводов в годы девятой пятилетки в Советском Союзе (начало 70-х годов) в виде поставки материалов

88. Российские месторождения Ямбург, Уренгой и Медвежье, а после 2000 года также Заполярное, Хасси Р'Мел в Алжире и Гронинген в Нидерландах, а также месторождение Тролль в Норвегии – все они являются сверхгигантскими.

и выделения рабочей силы. Такое участие компенсировалось поставками согласованных объёмов газа в течение оговоренного периода времени (соглашения по Оренбургскому и Ямбургскому месторождениям) бесплатно или по льготной цене (сочетание бартера с принципом «затраты плюс»).

Кроме того, большинство стран бывшего СЭВ были транзитными государствами. Они получали газ в качестве компенсации за свои услуги по транзиту по своего рода условным расценкам на газ и транспортные услуги, которые устанавливались исходя из соотношения между объёмами транспортируемого газа и газа, предоставляемого в качестве оплаты за транзит (что также рассматривается как квази-бартерная сделка, поскольку условные расценки на газ и за пользование транзитными мощностями применялись только для целей расчёта объёмов компенсационного газа).

После падения Берлинской стены в 1989 году централизованное планирование в рамках СЭВ прекратило своё существование, однако обязательства по поставке, связанные с прошлым участием в строительных работах, сохранялись в силе и исполнялись Советским Союзом и затем с 1991 года Россией. В дальнейшем такие контракты, как, например, соглашения по Ямбургскому и Оренбургскому месторождениям, заключённые между Советским Союзом и ГДР, были переуступлены компаниям VNG, с одной стороны, и ОАО «Газпром», с другой. По истечении первоначального срока действия договоры были пролонгированы и пересмотрены в соответствии со стандартной концепцией долгосрочных контрактов.

Аналогичным образом, договорённости со Словацкой Республикой и Чешской Республикой, в соответствии с которыми транзит оплачивался поставками газа, были изменены в 1998 году с разделением на долгосрочный договор поставки и договор транспортировки (оба составлены по аналогии с концепцией соответствующих контрактов в Западной Европе) со сроком действия до 2008 года (и возможностью их продления). Страны Центральной Европы быстро перешли на цены на импортный газ, которые следуют той же модели ценообразования и уровню цен, что и в странах Западной Европы.

Однако цена на газ, поставляемый Россией другим бывшим советским республикам (за частичным исключением балтийских государств), оставалась существенно ниже цены экспорта газа в Центральную и Западную Европу даже с учётом корректировки на транспортные издержки (см. рисунок 42). Резкое повышение цен на нефть и газ в 2005 году ещё более увеличило разницу между «политическим» и «рыночным» ценообразованием.

С 2004-2005 годов Россия заявляла о том, что она более не желает поставлять газ на экспорт по нерыночным ценам. В свою очередь, ОАО «Газпром» выступило с инициативой по реструктуризации договорённостей с другими бывшими советскими республиками в части как газоснабжения, так и разделения транзита и поставок газа. Цель заключалась во внедрении в сферу газоснабжения нового принципа ценообразования *нетбэк*: при расчёте рыночной цены газа в качестве точки отсчёта российская сторона принимает цену на рынках ЕС в конечном пункте трубопровода (Германия, Франция, Италия) и вычитает из неё затраты на транспортировку между соответствующей страной-импортёром и странами, в которых находится конечный пункт трубопровода.

Объявленная ОАО «Газпром» задача состоит в достижении равной доходности его операций по экспорту газа в бывшие советские республики по сравнению со странами ЕС⁸⁹. С точки зрения России как собственника ресурсов, ЕС в данном случае служит естественным эталоном в такой формуле расчёта чистой экспортной цены *нетбэк*, поскольку он является крупнейшим экспортным рынком России с наибольшей стоимостью замещения и потенциальным дополнительными спросом на российский газ.

Реструктуризация данных договорённостей осложняется тем, что в течение многих лет ОАО «Газпром» производило оплату услуг по транзиту газа натурой, т.е. поставками газа, объёмы которого рассчитывались по условным, нерыночным ценам. Это обусловило отсутствие прозрачности в сфере поставок газа и его транзита и затрудняло переход на рыночные принципы в области реализации газа и его транзита.

В результате нового подхода к формированию цен только меньшая часть газового сектора в других бывших советских республиках сможет позволить себе приобретать газ по новой импортной цене, а цены для населения придется поднять. Это создаст значительные социальные и экономические проблемы, но с другой стороны, будет способствовать усилиям к обеспечению более эффективного потребления газа.

Общая картина заключается в том, что зона коммерческого формирования экспортной цены на российский газ неуклонно расширяется. До 1991 года она охватывала только поставки в тогдашний ЕС; после 1991 года она также распространилась и на бывшие государства-члены СЭВ (Польша, Чешская Республика, Словакия) плюс балтийские республики. С 2006 года она включает в себя ЕС-25 плюс Украину и другие бывшие советские республики. В конце 2006 года Россия и Беларусь согласовали новый договор, по которому поставки и транзит будут иметь отдельный режим и который предусматривает повышение через пять лет цены на газ до уровня, соответствующего чистым экспортным ценам (*нетбэк*), получаемым при поставке газа в ЕС (см. рисунок 42).

Средняя цена на российский природный газ⁹⁰, поставляемый в бывшие советские республики (за исключение балтийских государств), в 2004-2006 годах менялась следующим образом:

2004 год – 54,22 долл. США за 1000 м³

2005 год – 63,60 долл. США за 1000 м³

2006 год – 115,00 долл. США за 1000 м³.

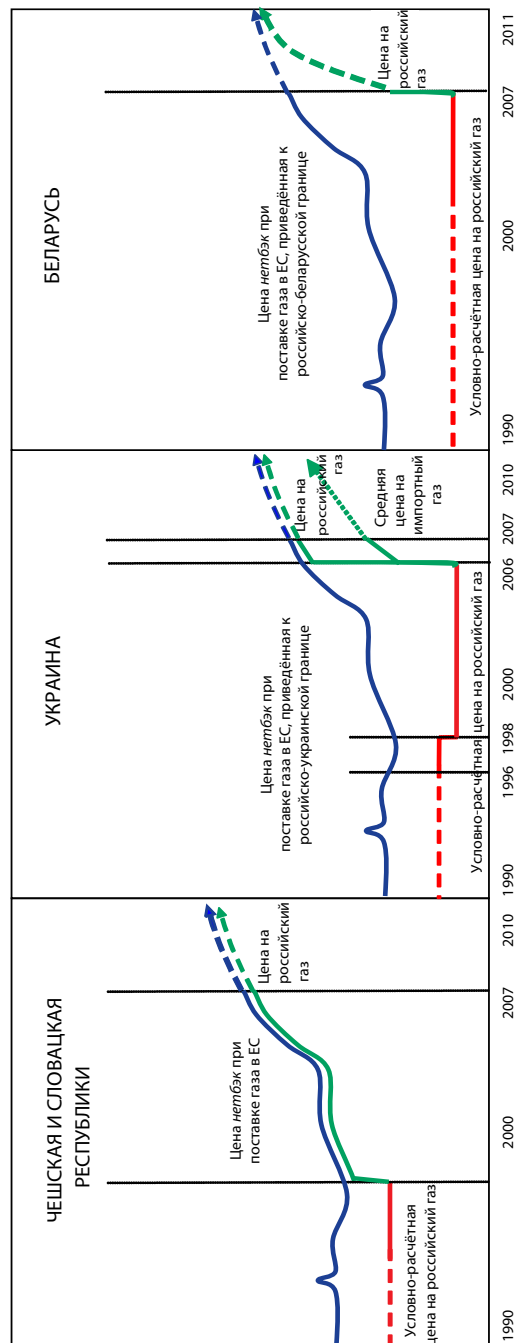
Ещё не известно, каким образом новый подход к ценообразованию будет, в конечном счёте, адаптирован к рынкам сбыта российского газа, расположенным к югу от России, а также к потенциальным рынкам на Востоке, в частности, в Китае.

В Закавказье, где доля импорта российского газа относительно невелика, Россия сталкивается в настоящее время с конкуренцией со стороны Азербайджана, который достигнет газовой

89. ОАО «Газпром», *Справка к брифингу «Переход на рыночные принципы сотрудничества с республиками бывшего СССР. Работа на рынках дальнего зарубежья. Диверсификация экспортных маршрутов и поставки СПГ. Использование схемы обмена активами»*, см. <<http://www.gazprom.ru/articles/article19812.shtml>> (просмотр 24 января 2007 года).

90. Там же.

Рис. 42: Цены на российский газ, поставляемый в ЕС и страны, расположенные вдоль трассы трубопровода



NB

1. Цифры даны исключительно для примера и поэтому могут не в полной мере отражать фактические уровни и динамику цен
2. Иллюстрация цен *нетбэк* при поставке газа в ЕС основана на данных, опубликованных МЭА в World Energy Outlook 2006
3. Оценки динамики цен на газ после 2007 года носят исключительно иллюстративный характер
4. Недавние фактические цены для Украины и Беларуси, на основе информации из открытых источников, составляют:

Для Украины – цена на российский газ: 230 долл. США за 1000 м³ (2006 г.); средняя цена на газ (за смесь газа из России и Центральной Азии): 95 и 135 долл. США за 1000 м³ (2006 и 2007 гг., соответственно)

Для Беларуси – цена на российский газ: 100 долл. США за 1000 м³ (2007 г.); она достигнет уровня рыночной цены к 2011 году на основе согласованных шагов (67, 80, 90 и 100% в 2008-2011 гг.)

5. Условно-расчётные цены на российский газ использовались для определения объёмов газа в компенсацию за услуги по транзиту

Для Украины: 80 долл. США за 1000 м³ до 1998 г.; 50 долл. США за 1000 м³ в 1998-2006 гг.
 Для Беларуси: 47 долл. США за 1000 м³ до 2007 г.

Источник: Секретариат Энергетической Хартии

самообеспеченности с ростом объёмов добычи на месторождении Шах-Дениз на каспийском шельфе. У Грузии есть выбор получать плату за транзит газа из Азербайджана в Турцию натурой в виде поставок газа. Кроме того, Грузия вправе получать дополнительные объёмы азербайджанского газа на льготных условиях (на начало 2007 года по цене в 120 долл. США за 1000 м³ азербайджанского газа по сравнению с 235 долл. США за 1000 м³ российского газа).

Хотя Китай располагает огромным потенциалом в части потребления газа, особенно в его динамично развивающейся электроэнергетике, конкурентное положение газа в стране во многом определяется конкуренцией с углём в электроэнергетике и лишь в небольшой степени стоимостью мазута, являющегося предметом международной торговли, как это имеет место в Континентальной Европе. В Китае имеются богатые запасы угля и давняя традиция сооружения отечественных угольных ТЭС с относительно низкой стоимостью трудозатрат. С другой стороны, газотурбинные установки для выработки электроэнергии необходимо импортировать. В результате, себестоимость производства электроэнергии в Китае на угольных ТЭС и на электростанциях с парогазотурбинными установками схожи, т.е. для применения газа в электроэнергетике отсутствуют обычные инвестиционные стимулы, характерные для большинства других рынков. Таким образом, на китайском рынке стоимость замещения импортного газа в основном определялась бы эквивалентом его теплотворной способности по отношению к отечественному углю. Несмотря на очевидные экологические преимущества газа по сравнению с углём, их не так легко определить и реализовать, в связи с чем чистая экспортная выручка (*нетбэк*) от продаж газа Китаю, возможно, не будет более привлекательной по сравнению с чистой экспортной выручкой от продаж газа в Европе.

Обзор последних событий в области ценообразования и цен в отдельных странах

Болгария

Болгария остаётся единственной страной, с которой ОАО «Газпром» продолжает осуществлять бартерные операции, т.е. услуги по транзиту оплачиваются натурой в виде поставок газа. Срок действия существующего договора о транзите истекает в 2010 году, и ОАО «Газпром» начало переговоры о переходе на рыночные условия продаж и транзита газа⁹¹.

Согласно договору, заключённому в 1998 году, Болгария платит международные цены за часть импортируемого ею газа в объёме 1,7 млрд. м³ в год на основе самокорректирующейся формулы, предусматривающей ежеквартальную привязку к цене на нефть и другие энергоносители. В 2006 году данный уровень составлял порядка 257 долл. США за 1000 м³. В соответствии с ещё одним договором о транзитных сборах, Россия уплачивает 1,67 долл. США за 1000 м³ на 100 км⁹². Услуги по транзиту оплачиваются не в денежной форме, а натурой – газом по установленным расценкам на уровне 83 долл. США за 1000 м³. Эта цена выше средней цены в 75 долл. США в Европе, существовавшей на момент заключения контракта, однако она гораздо ниже цены в 240 долл. США по состоянию на конец 2006 года.

«Булгаргаз» применял практику смешивания дешёвого газа, получаемого в качестве оплаты за транзит, с более дорогим газом, получаемым от поставщиков Overgas, WIEE и

91. <<http://www.bbspetroleum.com>> (просмотр 24 января 2007 года).

92. <<http://www.rusnet.nl/news/2006/01/16/currentaffairs02.shtml>> (просмотр 3 апреля 2006 года); первоначальный источник: M. Brunwasser, *Bulgaria Rejects Bid for New Gas-transit Contract*, в *International Herald Tribune*, 15 января 2006 г.

ООО «Газэкспорт», и предлагал болгарским потребителям газ по цене «на входе в систему» (172 долл. США за 1000 м³ в 2006 году). События, произошедшие в мировой экономике, в особенности ослабление доллара США, повышение международных цен на газ и значительные объёмы транзита газа через территорию Болгарии, означали, что отношение цены на газ к транзитному сбору стало более благоприятным для Болгарии⁹³.

Срок действия договора между ОАО «Газпром» и «Булгаргаз» истекает в 2010 году. Вместе с тем, ОАО «Газпром» уже недавно попросило Булгаргаз изменить условия контракта, подписанного в 1998 году, в отношении поставок газа в Болгарию и транзита газа по её территории в Турцию, Грецию и Македонию и перейти с оплаты натурой на оплату в денежной форме.

Румыния

Румыния импортирует порядка 40% потребляемого ею природного газа из России с транзитом по территории Украины. Остальные 60% добываются в стране. Румыния также является важной страной транзита российского газа, поставляемого в Болгарию, Турцию, Грецию и Македонию.

В мае 2006 года был подписан контракт на поставки российского газа в Румынию со сроком действия с 2010 года по 2030 год. По имеющимся сообщениям, цена на газ, поставляемый на румынский рынок посредниками ОАО «Газпром», составляет порядка 280 долл. США за 1000 м³⁹⁴. Вместе с тем, цена на газ, добываемый в самой Румынии, равняется 110 долл. США. Румынский орган по регулированию газовой отрасли предусматривает доведение цен на отечественный газ до уровня импортного к 2007-2008 годам.

Страны Балтии

Начиная с 1999-2000 годов поставки российского газа осуществляются на основе долгосрочных договоров со сроком действия до 2015 года по цене, определяемой в соответствии с формулами, основанными на рыночных котировках цен на альтернативные виды топлива⁹⁵. В 2000-2004 годах цена на газ, поставляемый в страны Балтии, составляла 90% от западноевропейского уровня.

С 2004 года ОАО «Газпром» осуществляет корректировки цен по договорам поставки газа в страны Балтии с целью выхода на уровень цен, составляющий 95% от уровня цен поставок в Западную Европу. ОАО «Газпром» планирует дальнейшее постепенное увеличение цены на газ, поставляемый странам Балтии, с целью достижения рыночного уровня для всех клиентов в начале 2008 года.

93. Там же.

94. Информация, представленная на сайте *Balkan and Black Sea Petroleum Association (BBSPA)*, *BBSPA Comments and Statements on Recent Gas Price Increase in CIS Countries, Bulgaria and Romania*, <<http://www.bbspetroleum.com>> (просмотр 9 февраля 2007 года).

Однако ОАО «Газпром» не предоставляло и официально не подтверждало такие сведения.

95. ОАО «Газпром», *Справка к брифингу «Переход на рыночные принципы сотрудничества с республиками бывшего СССР. Работа на рынках дальнего зарубежья. Диверсификация экспортных маршрутов и поставки СПГ. Использование схемы обмена активами»*, см. <<http://www.gazprom.ru/articles/article19812.shtml>> (просмотр 24 января 2007 года).

Украина

До 2005 года бóльшая часть поставок российского газа на Украину осуществлялась как бартерная оплата услуг за транзит российского газа. Украина также импортировала значительные объёмы газа, закупленного в Центральной Азии (прежде всего, в Туркменистане), в основном, через посредников и с существенным элементом бартерных платежей.

В 2005 году Украина платила номинальные 50 долл. США за 1000 м³ российского природного газа, а соответствующий транзитный сбор составлял 1,09 долл. США за 1000 м³ на 100 км. После интенсивных переговоров в 2005 году, сокращения поставок газа на Украину и последующего сокращения транзита через Украину 1-3 января 2006 года, 4 января 2006 года было подписано соглашение о продаже газа Украине между ОАО «Газпром», НАК «Нафтогаз Украины» и швейцарским посредником «РосУкрЭнерго». Кроме того, была достигнута договорённость между ОАО «Газпром» и НАК «Нафтогаз Украины» об объёмах и условиях транзита природного газа по территории Украины, поставляемого европейским потребителям в период 2006-2010 годов.

В соответствии с этим соглашением, «РосУкрЭнерго» покупает газ в странах Центральной Азии (Туркменистане, Казахстане и Узбекистане) на их внешних границах. В 2006 году цена, уплачиваемая «РосУкрЭнерго» за туркменский газ составляла 65 долл. США за 1000 м³ на туркменской границе. «РосУкрЭнерго» мог также получить от ОАО «Газпром» до 17 млрд. м³ газа по базовой цене 230 долл. США за 1000 м³ на российско-украинской границе (цена основана на стоимости замещения газа в ЕС, приведённой к российско-украинской границе). Агрегированная цена газа, продаваемого «РосУкрЭнерго» на Украину, составляла 95 долл. США за 1000 м³ в 2006 году и 130 долл. США за 1000 м³ в 2007 году (см. рисунок 42).

С января 2006 года Украина не является больше основным потребителем газа, добытого в России (неясно, какие объёмы российского газа по цене 230 долл. США за 1000 м³ были фактически проданы Украине), а основная доля газа, импортируемого Украиной, добывается в Центральной Азии. Цена газа из Центральной Азии, который «РосУкрЭнерго» поставляет на Украину, основана на индивидуальных договорных ценах на границах соответствующих государств Центральной Азии (например, на границах между Туркменистаном и Узбекистаном, Узбекистаном и Казахстаном, Казахстаном и Россией), плюс стоимость транспортировки до российско-украинской границы⁹⁶. Поскольку эти цены значительно ниже цен *нетбэк*, рассчитанных Россией для добываемого ею газа, предназначенного на экспорт, соглашения между Россией и Украиной включают в себя запрет на ре-экспорт газа из Украины, чтобы не допустить арбитражных операций на этой разнице цен.

В отношении транзита, заключённое в январе 2006 года соглашение предусматривает, что ОАО «Газпром» будет платить Украине в денежной форме сбор за транзит российского газа европейским потребителям по территории Украины до 1 января 2011 года по ставке 1,60 долл. США за 1000 м³ на 100 км. Соглашение предусматривает возможность увеличения транзитной ставки по взаимной договорённости сторон.

96. Более подробно см. А.А. Конопляник, *Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ)*, Нефть, газ и право no. 3 (2006), сс. 43-49; Нефть, газ и право no. 4 (2006), сс. 37-47.

На конец 2006 года НАК «Нафтогаз Украины» имел в подземных хранилищах необходимое количество газа для удовлетворения спроса на газ на Украине в зимний период и обеспечения бесперебойных поставок европейским потребителям⁹⁷.

Цена газа, поставляемого на Украину из Центральной Азии, выросла в 2007 году; цена на туркменский газ, поставляемый на Украину, на туркменской границе в 2007 году составляет 100,08 долл. США за 1000 м³ (по сравнению с 65 долл. США за 1000 м³ в 2006 году), а цена на узбекский газ установлена в размере 100,75 долл. США за 1000 м³, плюс 24,6 долл. США за 1000 м³ за транспортировку до украинской границы⁹⁸.

Молдова

Взаимоотношения ОАО «Газпром» с Молдовой в 2006 году основывались на краткосрочных (квартальных) контрактах. В соответствии с условиями таких контрактов ОАО «Газпром» поставляло газ АО «Молдовагаз» в первой половине 2006 года⁹⁹ по цене 110 долл. США за 1000 м³. Эта цена была на 37% выше уровня цен, уплачиваемых в период 1996-2005 годов, что отражает общий сдвиг в направлении нового подхода к ценам при экспорте российского газа на основе стоимости замещения в ЕС.

Начиная с 1 июля Молдова начала платить по 160 долл. США за 1000 м³ природного газа, поставляемого ОАО «Газпром». Плата за транзит российского газа по территории Молдовы остаётся неизменной на уровне 2,5 долл. США за 1000 м³ на 100 км¹⁰⁰.

Беларусь

Беларусь являлась последней страной бывшего СССР, покупавшей газ по ценам, основанным на некоммерческих соображениях, которые были также связаны с соглашением о создании Союзного государства между Россией и Беларусью. Таким образом, газ в Беларусь поставлялся на наиболее благоприятных условиях из всех бывших советских республик по цене в 46,68 долл. США за 1000 м³. Это следует рассматривать в сочетании с достаточно низким транзитным сбором на уровне 0,75 долл. США за 1000 м³ на 100 км.

Эта цена, которую Беларусь платила до конца 2006 года, была близка к уровню внутрироссийских цен в соседней Смоленской области. Цена пересчитывается ежеквартально на основе формулы, обеспечивающей индексацию в зависимости от колебания цен на газойль и мазут, а также ежемесячно с учётом фактической теплотворной способности.

В 2006 году ОАО «Газпром» начало переговоры с целью перехода на рыночные принципы в его взаимоотношениях с Беларусью. После продолжительных и порой противоречивых переговоров Россия и Беларусь согласовали в самом конце 2006 года новый 5-летний договор, по которому поставки и транзит будут иметь отдельный режим. На 2007 год транзитный сбор будет увеличен до 1,45 долл. США за 1000 м³ на 100 км, а цена на газ составит 100 долл. США

97. Информация предоставлена НАК «Нефтегаз Украины».

98. Информация предоставлена «Газэкспортом».

99. ОАО «Газпром», *Справка к брифингу «Переход на рыночные принципы сотрудничества с республиками бывшего СССР. Работа на рынках дальнего зарубежья. Диверсификация экспортных маршрутов и поставки СПГ. Использование схемы обмена активами», см. <<http://www.gazprom.ru/articles/article19812.shtml>> (просмотр 24 января 2007 года).*

100. Информационное агентство Молдовы «Базапресс», 3 июля 2006 года.

за 1000 м³ ¹⁰¹. В течение пяти лет цена на газ будет повышена до уровня, соответствующего чистым экспортным ценам (*нетбэк*), получаемым при поставке газа на основные рынки ЕС (см. рисунок 42). В рамках договора ОАО «Газпром» приобретёт 50% АО «Белтрансгаз» по цене в 2,5 млрд. долл. США с выплатой в течение четырёх лет. Беларусь заплатит по 30 долл. США за 1000 м³ акциями компании Белтрансгаз, а остальную часть цены – в денежной форме.

В начале 2007 года цены на российско-белорусской границе составляли примерно 50% чистой экспортной цены (*нетбэк*) ЕС, и в соответствии с соглашением от декабря 2006 года, цена на экспорт газа из России в Беларусь достигнет 67% от чистой экспортной цены (*нетбэк*) ЕС в 2008 году, 80% в 2009 году, 90% в 2010 году и 100% в 2011 году.

Кавказ

Цена на российский газ в Армении, Грузии и Азербайджане была скорректирована и установлена на 2006 год на уровне 110 долл. США за 1000 м³. По имеющимся сообщениям, ряд грузинских компаний по импорту согласился на цену в 235 долл. США за 1000 м³ на первый квартал 2007 года. Россия предложила Азербайджану цену на уровне 230 долл. США за 1000 м³ ¹⁰², однако по состоянию на декабрь 2006 года со стороны Азербайджана никаких запросов на объёмы по такой цене не поступало. В 2006 году ОАО «Газпром» повысило цену своих поставок в Армению с 54 до 110 долл. США за 1000 м³, и эта цена будет действительна до 2009 года ¹⁰³.

Положение в области газоснабжения в Закавказье должно существенно измениться с началом эксплуатации газоконденсатного месторождения Шах-Дениз в азербайджанском секторе Каспия, на котором в декабре 2006 года началась промышленная добыча газа. Основной объём добытого газа с данного месторождения будет перекачиваться по Южно-Кавказскому трубопроводу в Турцию. Вместе с тем, определённые объёмы продукции будут поступать в распоряжение Азербайджана и Грузии. Грузия заявила о своём желании удовлетворять большую часть своих потребностей в импортном газе за счёт импорта из Азербайджана. Объявленная цена на первые объёмы азербайджанского газа, поставляемые в Грузию, в начале 2007 года составляла 120 долл. США за 1000 м³. Однако после увеличения объёмов транзита Грузия имеет право на получение газа на более льготных условиях согласно договору о транзите.

Экспорт из стран Центральной Азии

Казахстан, Узбекистан и Туркменистан являются крупными производителями природного газа, но ещё не играют существенной роли на международных газовых рынках. Единственным вариантом экспорта, помимо операций, совершаемых на соседних рынках в пределах Центральной Азии (как, например, экспорт относительно небольших объёмов узбекского газа в Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан), является поставка по российской газотранспортной системе.

Постепенно производители газа в Центральной Азии (Туркменистан, Узбекистан и Казахстан) получают более высокие договорные цены за свою экспортную продукцию, поставляемую

101. ОАО «Газпром», Новости, 1 января 2007 года на <www.gazprom.ru>.

102. International Herald Tribune, 12 декабря 2006 г.

103. BBC News, 1 апреля 2006 г.

в Россию или далее через её территорию. В 2006 году цены на туркменский газ повысились с 44 до 65 долл. США за 1000 м³, а на узбекский газ – с 44 до 60 долл. США за 1000 м³ ¹⁰⁴. На 2007 год цена франко-граница на газ, экспортируемый из Туркменистана, был повышена до 100,08 долл. США за 1000 м³, а на узбекский газ – до 100,75 долл. США за 1000 м³. Вместе с тем, по имеющимся сообщениям, Казахстан приобрел в 2006 году 1,6 млрд. м³ природного газа в Узбекистане по цене 55 долл. США за 1000 м³.

Как уже указывалось выше, формирование цен на газ из Центральной Азии, поставляемый, например, на Украину, основывается на ценах на границе соответствующих центральноазиатских государств-производителей, установленных путём отдельных переговоров (т.е. на туркмено-узбекистанской, узбекистано-казахстанской и казахстано-российской границе). Все производители газа в Центральной Азии заявили о своём намерении диверсифицировать направления экспорта природного газа, и в настоящее время обсуждается ряд трубопроводных проектов, которые свяжут страны Центральной Азии с рынками в Китае и Южной Азии (Пакистан, Индия), а также проект транскаспийского трубопровода, который предположительно будет соединён с Южно-Кавказским газопроводом. Новые экспортные контракты позволят странам Центральной Азии вести переговоры о других моделях ценообразования, например, основанных на стоимости замещения газа на новых для этих стран экспортных рынках.

4.4.8. Выводы

Развитие газовой отрасли в Западной Европе характеризуется давней историей импорта продукции со сверхгигантских месторождений.

Концепция долгосрочных контрактов с обязательствами по минимальной оплате и ценообразованием на основе стоимости замещения с успехом зарекомендовала себя и способствовала более широкому применению газа в энергетике западной части Континентальной Европы. Ежегодно более 250 млрд. м³ газа импортируется в страны ЕС по долгосрочным контрактам.

Данная концепция позволила преодолеть существенные изменения, произошедшие со времени её разработки для экспорта газа с месторождения Гронинген в 60-е годы, и адаптироваться к ним. Она помогла справиться с чрезвычайными явлениями в динамике цен, такими как два нефтяных кризиса 1973-1974 годов и 1979-1980 годов, а также обратный нефтяной шок 1985-1986 годов; с крупными геополитическими переменами, такими как последствия падения Берлинской стены; с изменениями в области регулирования, такими как введение запрета на использование газа в электроэнергетике и его последующее упразднение; а также с переменами, связанными с формированием единого рынка в ЕС. Концепция долгосрочных контрактов получила признание в качестве важного инструмента обеспечения надёжности поставок. Вместе с тем, остаются открытыми несколько вопросов. Например, как обеспечить баланс между долгосрочными контрактами и концепцией открытия рынка, сформулированной во Второй Директиве «О газе»? Как разрешить сложности, возникающие в

104. ОАО «Газпром», *Справка к брифингу «Переход на рыночные принципы сотрудничества с республиками бывшего СССР. Работа на рынках дальнего зарубежья. Диверсификация экспортных маршрутов и поставки СПГ. Использование схемы обмена активами»*, см. <<http://www.gazprom.ru/articles/article19812.shtml>> (просмотр 24 января 2007 года).

контексте организационно-правового разделения компаний? И как обеспечить соответствие между долгосрочными контрактами на поставки и соответствующими долгосрочными договорами о транспортировке?

Импортный газ отнюдь не предназначен для широкого применения в электроэнергетике, за исключением тех стран, которые не располагают отечественными энергоносителями, пригодными для применения в электроэнергетике, и не используют атомную энергию, – таких как Италия или Испания. Как представляется, страны-потребители обнаруживают политическую тенденцию к недопущению передачи дополнительных денежных средств, соответствующих ренте Хотеллинга, стране-экспортёру энергии (с последствиями для платежного баланса), если сумму, соответствующую ренте Хотеллинга, можно удержать внутри страны-потребителя за счёт развития производства отечественных топлив или других производственных ресурсов, например, путём вложения средств в экологически дружественные технологии применения угля или же в атомную или, в последнее время, ветровую энергетику и другие возобновляемые источники энергии. С другой стороны, страны-экспортёры с неохотой продают газ по ценам, создающим возможность конкуренции в широкомасштабном производстве электроэнергии.

Адаптация к изменившимся условиям произошла за счёт изменения первоначальных (весьма крупных) долгосрочных контрактов и выразилась в изменении формулы ценообразования для отражения изменения конкурентных позиций газа. В ценовой формуле произошло увеличение доли газойля за счёт сокращения доли мазута. Также в неё были включены новые элементы, чтобы отразить изменившуюся роль газа в электроэнергетике, а, впоследствии, и роль конкуренции между различными поставщиками газа. Помимо адаптации формулы ценообразования к новым конкурентным условиям, новые экспортные проекты отражают изменившуюся рыночную конъюнктуру, но они сохранили практику долгосрочных контрактов, хотя и с внесением в неё изменений, касающихся объёмов, срока действия и большей гибкости в отношении пунктов сдачи / приёмки газа.

Долгосрочные импортные контракты сосуществуют с внутренними узлами газовой торговли, как и с любым сочетанием на внутреннем рынке долгосрочных контрактов и более краткосрочных газовых торгов на газовых узлах.

В 2005 и 2006 годах Россия сделала первый шаг к приведению своих поставок в другие бывшие советские республики в соответствие со структурой контрактов, применяемых в Западной Европе, например, за счёт разделения транзита и поставок в отдельные договоры, оплата по которым осуществляется в денежной форме, а срок действия составляет несколько лет. Россия договорилась с большинством таких стран о переходном периоде, в течение которого их цены будут доведены до уровня чистых экспортных цен (*нетбэк*), взимаемых со стран ЕС (см. рисунок 42). Таким образом, к поставкам газа в восточной части Европы также применяется структура долгосрочных контрактов, хотя и с другой разновидностью принципа *нетбэк* по сравнению с изначальной голландской концепцией. Точкой отсчёта для российских контрактов является не стоимость замещения на рынке покупателя, а стоимость замещения в другой стране-импортёре, расположенной в конечном пункте трубопровода, с корректировкой на разницу транспортных издержек; это обеспечивает более высокую чистую экспортную выручку для России.

Продление во второй половине 2006 года сроков действия долгосрочных договоров поставки в Западную Европу (до 2027-2036 годов), переход с ежегодно возобновляемых договорённостей о поставке газа в уплату за транзит на долгосрочные договоры поставки со странами Восточной Европы и пока ещё незначительная роль спотовых операций по импорту – всё это указывает на то, что долгосрочные контракты будут и впредь играть господствующую роль в международной торговле газом в Континентальной Европе. Однако это отнюдь не означает, что отдельные положения контрактов, которые по-прежнему являются обычными сегодня (как, например, привязка к ценам на котельно-печное топливо), не будут подвержены изменениям в будущем.

4.5. Сжиженный природный газ

4.5.1. Краткое изложение

Несмотря на изначальный интерес к сжиженному природному газу в бассейне Атлантического океана, наращивание торговли СПГ в регионе с начала 1970-х и до конца 1990-х годов шло весьма неровно. В этот период доминирующее положение в мировой торговле занимал Азиатско-Тихоокеанский регион. В настоящее же время и Европа, и Северная Америка вновь стали крупными рынками сбыта этого товара, и поставки в Атлантике и на Ближнем Востоке растут быстрыми темпами.

Традиционным договорным инструментом в данной сфере были долгосрочные контракты. Они применялись в качестве метода распределения рисков, связанных с капиталоемкими инвестициями в отрасли, между покупателями и продавцами. Покупатели принимали на себя риски по объёмам поставок в рамках контрактов с обязательствами «бери или плати», а продавцы – ценовые риски через договорный механизм индексации цен, призванный отслеживать изменения в уровне цен на энергоносители.

Несмотря на то, что договорная практика становится всё более гибкой, долгосрочные контракты остаются основным инструментом распределения рисков между партнёрами по предприятию. Такая новая гибкость материализуется двояко: (1) в виде пока небольшого, но растущего рынка краткосрочных операций и (2) в виде формирования нового механизма, который можно назвать самоконтрактованием. В рамках традиционных контрактов партнёры по предприятию обычно реализуют товар как группа напрямую конкретным клиентам. При самоконтрактовании партнёры по заводу СПГ заключают договор с одним или более собственных партнёров (или в некоторых случаях с другими крупными участниками в сфере добычи и транспортировки), которые по существу выполняют на рынке функции оптовиков. В данном случае договор, как правило, обеспечивает остальным партнёрам возможность получения части ренты, образующейся у субъекта самоконтрактования.

Традиционные системы контрактов сохраняют важное значение в Северо-Восточной Азии и Континентальной Европе. Цены в таких контрактах обычно привязаны к ценам на нефть. В контрактах для Северо-Восточной Азии привязка чаще всего делается к цене сырой нефти, а в Континентальной Европе используется сочетание мазута, газойля и, иногда, сырой нефти. В европейские контракты, как правило, включены положения о праве любой из сторон на пересмотр ценовых условий контракта – обычно раз в три года. Такие положения реже встречаются в контрактах, заключаемых в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Традиционная привязка к ценам на нефть в долгосрочных контрактах не работает адекватно на либерализованных газовых рынках Северной Америки и Великобритании, где цены определяются конкуренцией между различными поставщиками газа. Плохо работает такой механизм и в сфере генерации электроэнергии, где потребители газа следуют графику распределения нагрузки, продиктованному жёсткими экономическими требованиями. Поэтому преобладающей системой на таких рынках становится самоконтрактование. При применении долгосрочных контрактов, в них, как правило, предусматривается индексация по отношению к индикаторам газового рынка, таким как торговый узел Хенри-Хаб в Северной

Америке или Национальная точка балансирования в Великобритании. Если традиционная форма контрактов остаётся основной для большей части Континентальной Европы, то самоконтрактование используется всё шире там, где важную роль играет потребление в электроэнергетике, как, например, в Испании.

Новыми участниками рынка СПГ являются Китай и Индия. Обе эти страны сумели заключить весьма выгодные контракты до наступления периода недостаточного предложения на рынке СПГ и высоких цен на нефть. Однако эти цены уже более не рассматриваются в качестве прецедента для будущих контрактов на этих двух формирующихся рынках СПГ или для уже сложившихся рынков СПГ.

Сочетание недостаточного предложения на рынках СПГ и весьма высоких цен на нефть обнажило проблемы в применении целого ряда договорных положений о ценообразовании, особенно в Северо-Восточной Азии. В результате, договорные схемы в определённой степени утратили свою стабильность. В настоящее время пересматриваются условия значительного числа контрактов, как предусматривающих такой пересмотр при достижении ценами какого-то оговоренного уровня, так и рассматриваемых на предмет продления в связи со скорым истечением срока их действия. Вместе с тем, сформировавшиеся в Северо-Восточной Азии методы привязки к цене нефти, скорее всего, сохранятся, а в Континентальной Европе скажутся последствия конкуренции с либерализованным ценообразованием в Великобритании в связи с поставками газа по газопроводу Interconnector.

Применение системы самоконтрактования и долгосрочных контрактов с привязкой к индикаторам газового рынка, по всей вероятности, останется основой для торговли СПГ в Северной Америке и Великобритании.

4.5.2. Введение

4.5.2.1. История мировой торговли СПГ

Возможность транспортировки СПГ танкерами была впервые продемонстрирована в 1958 году, когда на экспериментальном судне Methane Pioneer была осуществлена перевозка СПГ из Лейк-Чарльз (*Lake Charles*) в штате Луизиана (США) в Кэнвей-Айленд (*Canvey Island*) в Великобритании. Затем, в 1964 году, была заключена первая коммерческая сделка – проект SAMEL, предусматривавший поставку алжирского газа в Великобританию и Францию. К 1969 году было заключено ещё три торговых сделки: дополнительные поставки из Алжира во Францию, поставки из Ливии в Италию и Испанию, а также поставка из залива Кука на Аляске в Японию (первый тихоокеанский проект).

Если первые поставки из Алжира осуществлялись на сравнительно небольшие расстояния в Европу, то на более удалённый рынок США впервые СПГ стал поставляться в 1972 году – в рамках небольшого проекта в Эверетте (*Everette*), штат Массачусетс. В 1978 году начались гораздо более крупные поставки из Алжира на терминалы США в Кав-Пойнт (*Cove Point*), штат Мэриленд, и Элба-Айленд (*Elba Island*), штат Джорджия.

Начальный этап развития торговли СПГ в бассейне Атлантического океана пришёлся на период беспрецедентных изменений на международных энергетических рынках. К ним относятся два нефтяных кризиса, широкомасштабная национализация концессионных проектов международных нефтяных компаний в странах ОПЕК и реструктуризация газовой отрасли в Северной Америке. Если импорт СПГ в Европу продолжал расти медленными темпами, то в Северной Америке торговля почти замерла, в результате чего прогнозы существенного увеличения спроса в Атлантике не материализовались.

Пережив два нефтяных кризиса в 1970-х годах и стремясь уменьшить зависимость от импорта нефти с Ближнего Востока, Япония увеличила импорт СПГ из стран Юго-Восточной Азии, в особенности из Индонезии. СПГ потреблялся главным образом в электроэнергетике.

В 1979 году, когда импортные поставки СПГ начального периода достигли своего максимума, на бассейн Атлантического океана приходилось 44% объёма мировой торговли СПГ, а остальная часть – на единственный тихоокеанский рынок – Японию. Доля одних только США в мировой торговле сжиженным природным газом составляла 21%, что вдвое превосходило долю Франции, второго по величине импортёра в Атлантике. Несмотря на то, что в 1982 году в бассейне Атлантического океана началась реализация двух новых проектов (поставки из Алжира в Бельгию и в Лейк-Чарльз в Луизиане), доля Атлантики в мировой торговле в том году сократилась до 31%. Подобно США, резко сократили свой импорт СПГ Италия и Великобритания.

В условиях, когда произошло существенное снижение интереса к СПГ в Атлантике, акцент сместился на Тихоокеанский регион, где помимо Японии импортировать СПГ в 1986 году начала Корея, а в 1990 году – Тайвань. В 1977 году поставки в Японию начали Абу-Даби и Индонезия, а затем, в 1983 году – Малайзия, и в 1989 году – Австралия. Лишь с оживлением рынков СПГ в США и Европе в конце 1990-х годов бассейн Атлантического океана вновь стал основным центром роста рынка СПГ.

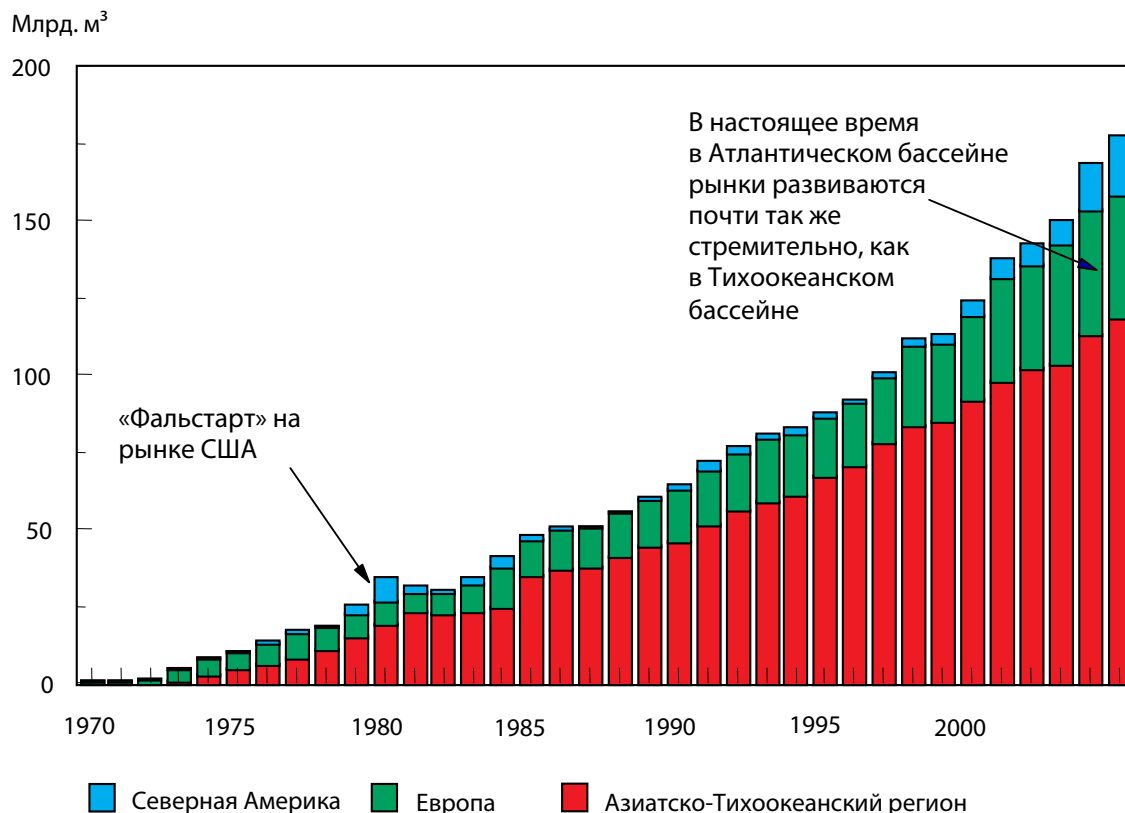
Рисунок 43, на котором показан рост импорта по регионам, свидетельствует о значительном вкладе азиатских рынков в формирование спроса. В период 1975-1996 годов спрос в Азиатско-Тихоокеанском регионе увеличивался в среднем на 3,31 млрд. м³ в год (около 2,4 млн. т, т.е. чуть больше пропускной способности типовой технологической линии СПГ того времени). В отличие от этого, рост в Европе и США составлял всего 0,76 млрд. м³ в год.

Первые новые региональные поставщики появились в 1997 и 1999 годах. Проект Qatargas I, реализация которого началась в 1997 году в Катаре, стал первым новым ближневосточным проектом за двадцать лет, а начало осуществления проектов в Тринидаде и Нигерии в 1999 году означало появление первых новых поставщиков в бассейне Атлантического океана за последние двадцать пять лет. Если первоначально Qatargas обслуживал рынок Северо-Восточной Азии, то оба атлантических проекта предназначались для обслуживания нового роста спроса на СПГ в Европе и Северной Америке. В период 1996-2004 годов соотношение объёмов импорта в Азию и Атлантику было намного более сбалансированным – 5,03 млрд. м³ в год в Азию и 4,63 млрд. м³ в год в Европу и США.

На *рисунке 44* показан переход от использования преимущественно азиатско-тихоокеанских источников поставок СПГ к более активному вовлечению атлантических и ближневосточных источников. Если первоначально новые поставки с Ближнего Востока осуществлялись,

главным образом, на рынки Северо-Восточной Азии, то впоследствии в качестве потребителей стали всё больше заявлять о себе Европа и Северная Америка (см. рисунок 45). На рисунке 48 представлена картина новых законтрактованных поставок с Ближнего Востока к 2010 году. Общие доли трёх регионов-импортёров примерно равны, но входящая в них новая составляющая – гибкие поставки – значительно больше в случае бассейна Атлантического океана.

Рис. 43: Рост импорта СПГ по регионам (млрд. м³)

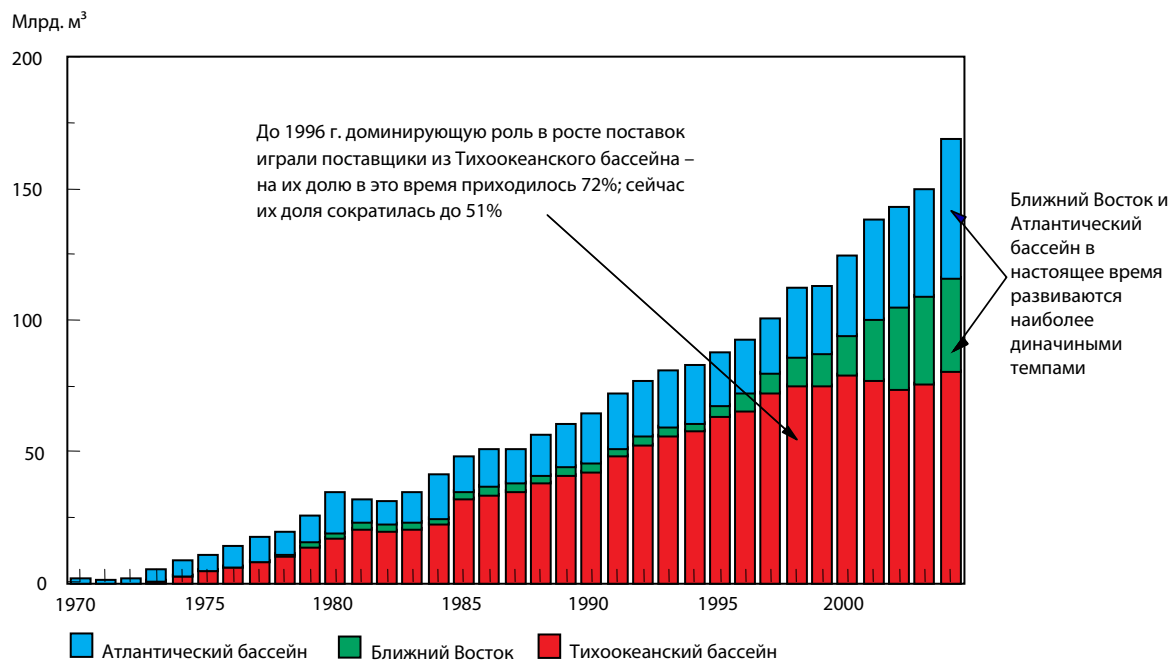


Источник: Джим Дженсен

4.5.2.2. Роль долгосрочных контрактов в традиционной торговле СПГ

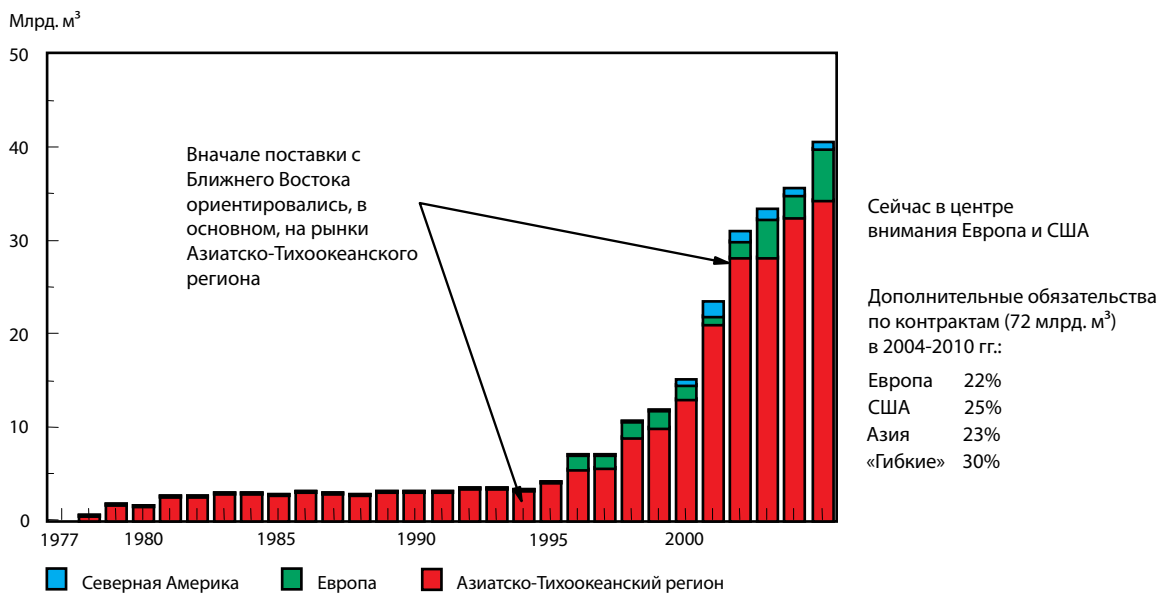
Проект СПГ представляет собой цепь инвестиций, и его успех, в конечном счёте, зависит от прочности его слабейшего звена. Эта цепь состоит из четырёх (иногда пяти) звеньев: разработка месторождения, в некоторых случаях прокладка трубопровода до побережья, строительство завода для сжижения, танкерные перевозки и сооружение приёмного регазификационного терминала. Каждый элемент является капиталоемким, и вкладывать средства, как правило, требуется на начальном этапе реализации проекта, т.е. приносить доход проект начинает только после его полного завершения. Поэтому сбои и задержки в любом звене этой цепи отрицательно сказываются на возврате капиталовложений и внутренней норме рентабельности проекта.

Рис. 44: Рост экспорта СПГ по источникам поставок (млрд. м³)



Источник: Джим Дженсен

Рис. 45: Поставки с Ближнего Востока увеличиваются и меняют приоритетные направления экспорта (млрд. м³)



Источник: Джим Дженсен

Для управления этими рисками, проекты СПГ традиционно основывались на тщательно структурированной системе распределения рисков. Центральным элементом проекта был долгосрочный контракт между продавцом и покупателем СПГ, известный как договор купли-продажи. На начальном этапе контракты, как правило, заключались сроком на 20 лет, хотя при этом существовала практика заключения контрактов и на более длительные сроки. Столь длительные сроки контрактов являлись также одним из требований банковских синдикатов, которые финансировали такие проекты.

Поставка в пункт сдачи осуществлялась на условиях FOB или CIF (франко судно), что определяло, какая сторона отвечала за танкерные перевозки, однако в любом случае операции, связанные с разгрузкой СПГ-танкера и с приёмкой груза на регазификационном терминале, приходились на звенья технологической цепи СПГ за пунктом сдачи товара и, следовательно, находились вне сферы действия контракта. Танкеры могли находиться в собственности покупателя, продавца или независимых судовладельцев, но при этом по сложившейся традиции они закреплялись за конкретным проектом, как правило, на весь срок действия контракта.

Логика распределения рисков в таких контрактах воплощалась в следующей фразе: «покупатель несет риски, связанные с объёмами, а продавец – с ценами». Поэтому в большинстве контрактов содержались обязательства «бери или плати», гарантирующие, что покупатель будет отбирать определённый минимальный объём, и положение об индексации цен, возлагавшее ответственность за колебание цен на энергоносители на продавца. На начальном этапе объектом конкурентного сравнения в контрактах служил не газ, а нефть, и поэтому «ценовой риск» в положениях об индексации определялся, главным образом, исходя из цен на нефть.

Большинство проектов СПГ осуществлялось на базе конкретных блоков (арендных участков), включавших крупное месторождение или группу месторождений. За исключением тех случаев, когда эксклюзивными правами в рамках проекта обладала национальная нефтяная компания, разработчиками проекта обычно являлись совместные предприятия нескольких компаний, связанных, в зависимости от характера лицензии, договором акционеров, договором о совместном предприятии или соглашением о разделе продукции (СРП). Такая структура позволяла компаниям действовать так, как если бы они являлись акционерами одного предприятия, а не независимыми и конкурирующими юридическими лицами. Сбытом обычно занималось само предприятие, а не отдельные его партнёры.

Цель налоговых нефтегазовых режимов заключается в том, чтобы значительная доля доходов от добычи нефти и газа оставалась в той стране, где они добываются. Во многих странах-производителях национальная нефтяная компания частично выполняет функции компании-оператора проекта, а отчасти является одним из элементов режима налогообложения. Так, например, при обычной форме налогообложения в рамках соглашения о разделе продукции иностранные партнёры вправе компенсировать свои затраты за счёт валовых поступлений, но после возмещения затрат распределение доходов производится таким образом, что значительная их доля остаётся у правительства или у национальной нефтяной компании.

В случае лицензий, когда ожидается открытие месторождений нефти, оценка доходной части проекта по добыче относительно проста, поскольку предполагается, что нефть будет оцениваться по мировым ценам (с поправками на качество и местоположение). В случае газа

оценка доходной части проекта по добыче, как правило, оказывается более сложной ввиду отсутствия эталонной мировой цены газа. Обычно оценка доходов добывающего компонента проекта СПГ производится путём вычета из цены по договору купли-продажи методом *нетбэк* допускаемых затрат, в том числе и на сжижение.

С учётом того, что затраты на транспортировку газа, как правило, выше, чем в случае нефти, применение к газу налоговых режимов, предназначенных для нефтяных операций, обычно влечёт за собой избыточное налогообложение газовых операций. Поэтому важное место в переговорах с правительством принимающей страны обычно занимают вопросы скидок с налогов, применяемых к нефтяным операциям. Так, в рамках СРП иностранным партнёрам может быть разрешено оставлять после возмещения затрат бóльшую долю доходов от газовых операций, чем при разделе доходной части нефтяных операций.

Ввиду того, что налоговый режим часто оговаривается исходя из конкретных предположений о денежных потоках, закладываемых в контракт, бóльшая гибкость в выборе пунктов назначения на новых рынках может обусловить появление дополнительной ренты, если продавцы находят рынок с более высокой чистой экспортной ценой (ценой *нетбэк*) по сравнению с предусмотренной в контракте. Проблема, связанная с невозможностью получения правительством страны-производителя части дополнительной ренты, возникла в Тринидаде, и дальнейшие контракты будут предусматривать получение правительством доли такой ренты.

Традиционно покупателями по контрактам СПГ являлись крупные национальные или региональные газораспределительные системы, такие как *Gaz de France* или *Tokyo Gas*, или крупные электроэнергетические компании, как, например, *Tokyo Electric*. С учётом того, что такие организации почти во всех случаях представляли собой национальные компании или регулируемые коммунальные предприятия, осуществлявшие свою деятельность на основе эксклюзивных концессий, они вполне обоснованно могли прогнозировать динамику рыночной конъюнктуры и управлять ею и, тем самым, контролировать рыночные риски, вытекающие из договорных положений по обязательствам «бери или плати» и минимальной цене.

Договор купли-продажи был относительно негибким документом. Ввиду того, что обычно в нём каждому звену цепи – конкретным запасам газа, мощностям по сжижению, конкретным танкерам и принимающим объектам – посвящался конкретный контракт, в договоре отсутствовала гибкость в отношении объёмов и пунктов назначения. Поэтому данная система не была способна компенсировать потери при сбое в каком-либо звене цепи, и для обеспечения надёжности системы в неё, как правило, закладывалась определённая избыточность параметров. Однако коммерческие сбои, время от времени происходившие в том или ином конкретном проекте, зачастую приводили к простоям заводов по сжижению или танкеров ввиду трудности переориентации таких мощностей на обслуживание других проектов. На начальном этапе торговли СПГ подобное отсутствие гибкости усугублялось довольно малым числом заводов по сжижению газа и приёмных терминалов.

4.5.2.3. Издержки, связанные с СПГ

Проекты СПГ характеризуются высокой капиталоемкостью – стоимость большинства из них составляет несколько миллиардов долларов. Однако они позволяют достигать

значительного эффекта масштаба. В рамках технологического процесса СПГ это особенно важно для стадии сжижения.

Заводы по сжижению газа состоят из модульных перерабатывающих установок, именуемых технологическими линиями, пропускная способность которых определяется мощностью компрессоров. В 1970-х и 1980-х годах мощность типовой технологической линии составляла порядка 2 млн. тонн в год, и, как правило, при сооружении нового завода СПГ требовалось построить не менее трёх технологических линий.

Проектная мощность первой технологической линии завода в Тринидаде составляла 3,3 млн. тонн в год (позднее она была увеличена до 3,6 млн. тонн в год в результате оптимизации). Удельные затраты на сооружение технологической линии мощностью в 3,6 млн. тонн в год на 20% ниже, чем в случае технологической линии с пропускной способностью на уровне 2 млн. тонн в год.

В Катаре разработаны новые проекты заводов, оснащённых технологическими линиями производительностью до 7,8 млн. тонн в год. Удельные затраты для линии таких масштабов на 43% ниже, чем для технологической линии мощностью 2 млн. тонн в год. Тем не менее, наблюдаемая в последнее время тенденция к снижению издержек замедляется, а то и вовсе обращается вспять. В условиях растущей потребности в новых установках по сжижению стимулируемая спросом инфляция издержек – в особенности на услуги специализированных проектно-строительных фирм – вновь обуславливает рост удельной стоимости. Эти инфляционные процессы, возможно, смягчатся по мере выхода на рынок новых компаний и наработки ими необходимого опыта, однако в 2007 году устойчивое снижение затрат на сжижение, по крайней мере временно, прекратилось.

Эффект масштаба от повышения тоннажа СПГ-танкеров заметен в значительно меньшей степени. Суда существующих типоразмеров способны перевозить по 135 000-140 000 м³, а танкеры новых типоразмеров, на которые уже размещены заказы, смогут перевозить до 225 000 м³ груза. При использовании танкеров, вмещающих 225 000 м³, на маршрутах протяжённостью в 6000 морских миль (примерное расстояние от Нигерии до побережья Мексиканского залива в США) экономия на танкерных перевозках должна составить порядка 13%. В течение определённого периода стоимость танкеров также стремительно снижалась, однако это было по большей части обусловлено выходом на рынок корейских судостроительных заводов, составивших – на фазе вхождения в бизнес – активную конкуренцию японским судостроителям, которые на протяжении многих лет занимали господствующее положение в танкеростроении.

Если говорить о регазификации, то здесь затраты обнаруживали гораздо меньшую тенденцию к снижению по сравнению с операциями по сжижению и танкерными перевозками. В основном это объясняется тем, что значительная часть затрат связана с сооружением и эксплуатацией хранилищ и других объектов инфраструктуры, где сложнее добиться снижения издержек.

4.5.2.4. Формирование более гибких рынков СПГ

Долгосрочные контракты практически уже не применяются на реструктурированных газовых рынках на суше в Северной Америке и Великобритании, и предпринимаются активные шаги к

открытию газовых рынков в континентальной части ЕС. Кроме того, оказывается значительное давление в направлении повышения гибкости контрактов на поставку СПГ, однако поставщики с большой неохотой соглашаются на осуществление новых проектов без той или иной степени защиты, обеспечиваемой в рамках долгосрочных контрактов. Поэтому опора бизнеса на долгосрочные контракты, по всей видимости, сохранится и будет и впредь играть роль своего рода «фильтра», определяющего выход новых проектов на рынок.

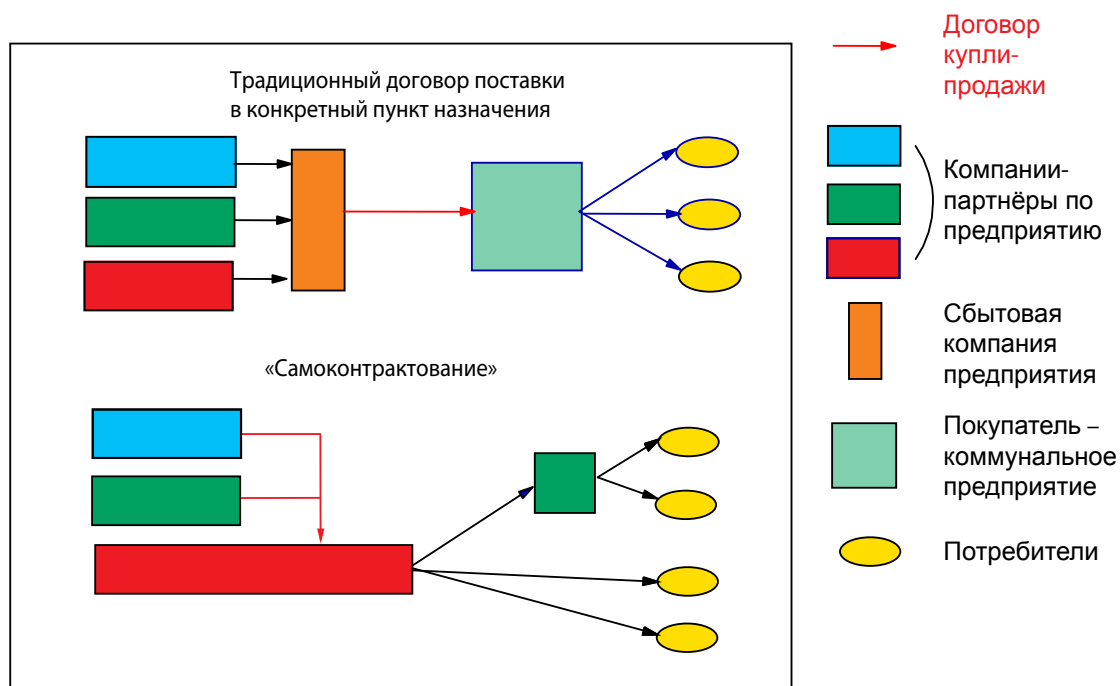
Под влиянием реструктуризации рынков газа и электроэнергии в Северной Америке и Великобритании содержание долгосрочных контрактов, предназначенных для их обслуживания, существенно изменилось. В настоящее время на внутреннем рынке Северной Америки преобладают краткосрочные контракты, а в существующих долгосрочных контрактах используются ценовые индикаторы газового рынка, характерные для таких торговых площадок, как, например, Хенри-Хаб. Хотя наибольшая часть поставок на побережье Великобритании по-прежнему осуществляется на базе долгосрочных контрактов, в качестве нового ценового стандарта страны всё чаще используют индикаторы Национальной точки балансирования.

Если очевидными потенциальными покупателями СПГ в своё время были крупные трубопроводные системы в Северной Америке или компания British Gas в Великобритании, то в настоящее время они утратили свои монопольные позиции в торговле. На данном этапе в качестве покупателей выступают менее крупные субъекты, которые более оперативно реагируют на ценовую конкуренцию и более чувствительны к ней. Стремясь свести к минимуму свои рыночные риски за счёт использования индикаторов газового рынка, они, по существу, перекладывают большую часть проектных рисков на продавцов. В ответ на это продавцы всё шире применяют практику «самоконтрактования», т.е. заключения договоров с собственными сбытовыми аффилированными лицами, что, по сути, означает интеграцию производителей в сферу сбыта с целью реализации продукции напрямую более мелким оптовикам или конечным потребителям.

При самоконтрактовании один или несколько партнёров по предприятию (или их сбытовые аффилированные лица) подписывают с предприятием договор купли-продажи и принимают на себя риск по сбыту предусмотренных контрактом объёмов (см. рисунок 4б). Получаемые в результате этого объёмы, как правило, становятся частью портфеля поставок продавца и могут реализовываться на любых условиях, которые он сочтёт нужным применить. Особенно в Северной Америке и Великобритании, где во внутренней торговле на суше преобладают спотовые рынки, практика самоконтрактования обеспечивает продавцу возможность участия в этом рынке. Самоконтрактование приобрело чрезвычайно важное значение в Атлантике главным образом в силу конкурентного характера рынков Северной Америки. Система традиционных контрактов по-прежнему доминирует в Северо-Восточной Азии и сохраняет своё значение в континентальной части Европы.

Несмотря на продолжающееся использование долгосрочных контрактов, вышеуказанные изменения в договорной практике способствовали обеспечению всё большей гибкости рынка СПГ. Эта новая гибкость материализуется двояко: (1) в виде пока небольшого, но растущего рынка краткосрочных операций и (2) в виде роста объёмов, реализуемых в рамках самоконтрактования.

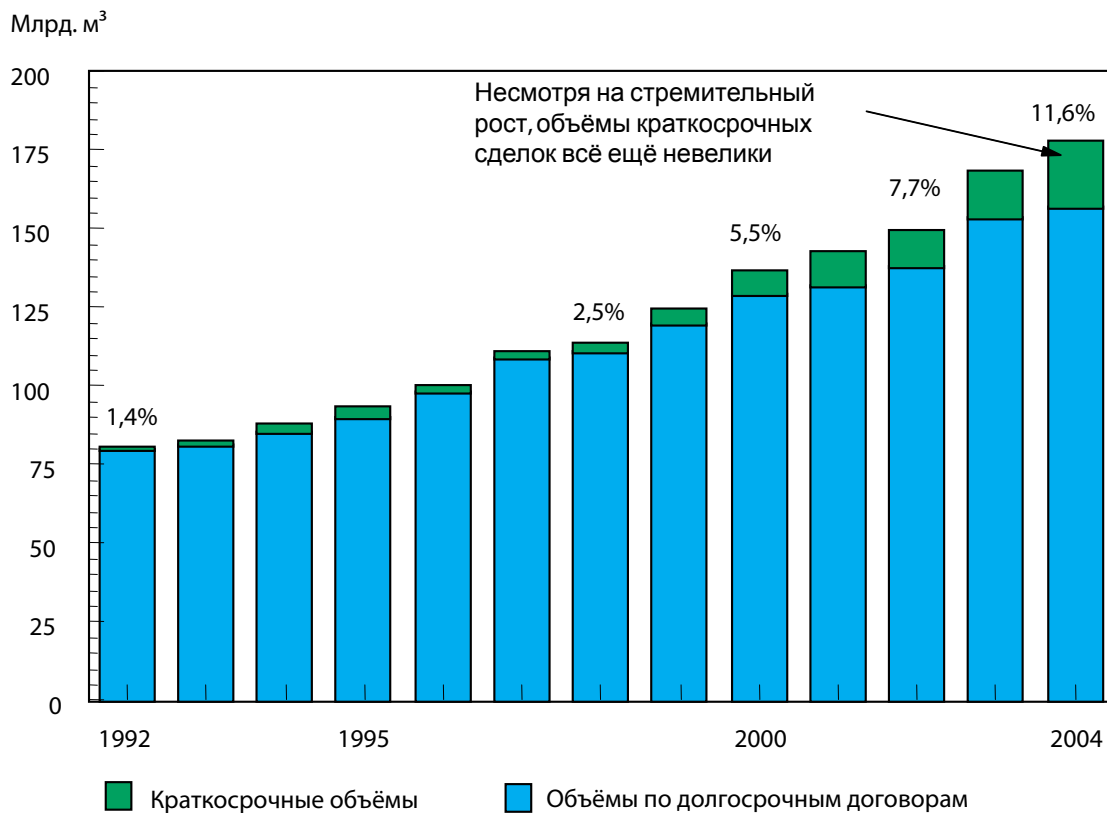
Рис. 46: Самоконтрактование – новый подход к реализации СПГ по сравнению с традиционными «целевыми контрактами»



Источник: Джим Дженсен

Небольшой по объёму «краткосрочный» рынок СПГ существует уже в течение некоторого времени. Несмотря на отсутствие гибкости в торговле по долгосрочным контрактам, покупатели время от времени прибегают к обмену партиями, если у одного из них наблюдается временный избыток поставок, а у другого – их временный дефицит. Однако такие вынужденные обмены, совершаемые с целью восстановления баланса по объёмам, разительно отличаются от активных, нацеленных на систематические коммерческие операции спотовых рынков, функционирующих на Хенри-Хаб в США и Национальной точке балансирования в Великобритании. Тем не менее, во всё большей степени формируется подлинный спотовый рынок СПГ, привнося элемент гибкости в торговлю сжиженным природным газом. На рисунке 47 показана динамика роста краткосрочных операций с СПГ.

Традиционный контракт можно охарактеризовать как специализированный договор поставки в конкретный пункт назначения. Самоконтрактование обеспечивает поставщикам гибкость в части выбора пунктов назначения, которая отсутствовала в системе традиционных контрактов. Конечные рынки назначения определяются не условиями контракта, а оптимальной чистой экспортной выручкой (ценой *нетбэк*), которая может быть получена поставщиком с учётом имеющихся в его портфеле активов по сжижению и обратной газификации. Определённое представление о значении таких новых гибких объёмов поставки даёт соотношение между твёрдыми и вероятными мощностями на 2010 год, то есть между объёмами, по-прежнему закреплёнными за договорами поставки в конкретный пункт назначения, с одной стороны – и, с другой, остающимися

Рис. 47: Торговля СПГ демонстрирует растущее значение краткосрочных продаж (млрд. м³)

Источник: Джим Дженсен

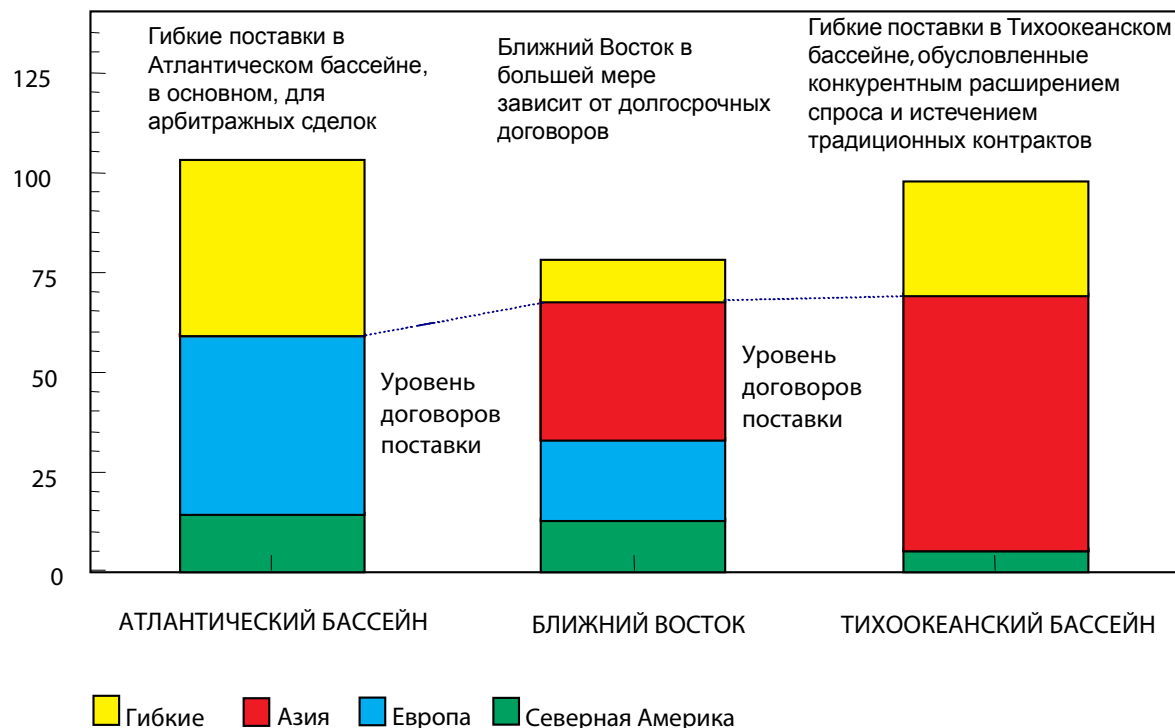
незаконтрактованными гибкими мощностями, либо отведёнными для поставки по системе самоконтрактования (см. рисунок 48).

Экспортёры на Ближнем Востоке остаются наиболее зависимыми от традиционных долгосрочных контрактов, но при смещении их акцента с бассейна Тихого океана на Атлантику. Атлантический бассейн стал крупнейшим арбитражным рынком СПГ, здесь СПГ-танкеры, загружаемые в Нигерии и /или Тринидаде, могут быть перенаправлены в США и /или Испанию. Ввиду увеличения объёма импорта СПГ Великобритания станет в перспективе важным игроком на рынке арбитражных сделок. По имеющимся прогнозам, к 2010 году для тихоокеанского бассейна будет также характерен значительный объём поставок СПГ по гибким схемам. Это будет обусловлено обострением конкуренции в связи со строительством новых объектов инфраструктуры в сочетании с истечением срока действия крупнейших контрактов в конце десятилетия.

В связи с такой новой гибкостью в части выбора пунктов назначения возникает ещё одна проблема. Регулирующие органы в Европе и Северной Америке приветствуют новую гибкость как способствующую созданию более конкурентных рынков, и принимают все меры к исключению положений о пунктах назначения из тех контрактов, в которых они ещё

Рис. 48: Оценка* контрактного статуса твёрдых и вероятных мощностей СПГ на 2010 год (млн. тонн СПГ)

Млн. т



* Оценка Джима Дженсена на основе существующих графиков

Источник: Джим Дженсен

сохраняются. Однако правительства стран-поставщиков порой выражают недовольство, поскольку они лишаются возможности получения части дополнительной ренты, которую может обеспечить более свободная торговля. Правительства некоторых стран-поставщиков предпринимали шаги к созданию механизма распределения ренты между правительством и сбытовыми компаниями, который позволил бы решить данную проблему.

Распределение ренты в условиях арбитражного ценообразования является проблемой не только для международных партнёров по проекту, но и для правительств. При заключении соглашений, как правило, предполагается определённая структура рынка, исходя из которой составляются положения о ценообразовании, способные обеспечивать реагирование на ценовые сигналы рынков стран назначения. Но когда в рамках арбитражной сделки появляется возможность получения дополнительной ренты, в договоре обычно предусматривается определённый механизм её распределения.

Ввиду того, что торговля СПГ осуществляется товарными партиями, любое их перенаправление на другой рынок с целью получения арбитражной ренты можно достаточно легко отследить и подтвердить. В некоторых договорах предусматривается просто раздел ренты между

партнёрами согласно той или иной формуле – например, пропорционально доле партнёра в предприятии. В тех случаях, когда товарная партия находится под контролем покупателя и какая-либо договорённость с поставщиком просто отсутствует¹⁰⁵, продавцы всё же могут попытаться получить часть арбитражной ренты, но для этого, возможно, потребуется провести отдельные переговоры о её разделе с покупателем.

Цены на товарные партии, направляемые на реструктурированные рынки – в Северную Америку или Великобританию – обычно привязываются к показателям Хенри-Хаб или NBP. Теоретически, опытный продавец на рынке может определить размер дополнительной ренты при реализации арбитражных партий на условиях франко-терминал, однако эти звенья технологической цепи СПГ находятся уже за рамками контрактных механизмов распределения ренты, содержащихся в соглашениях в сфере добычи.

4.5.2.5. Арбитраж

Дополнительная гибкость контрактов обеспечила возможность осуществления ценового арбитража на региональных рынках. В бассейне Атлантического океана в настоящее время сформировался активный арбитражный рынок с участием клиентов из Европы и США, а Ближний Восток стал центром ценового арбитража между Атлантикой и Северо-Восточной Азией.

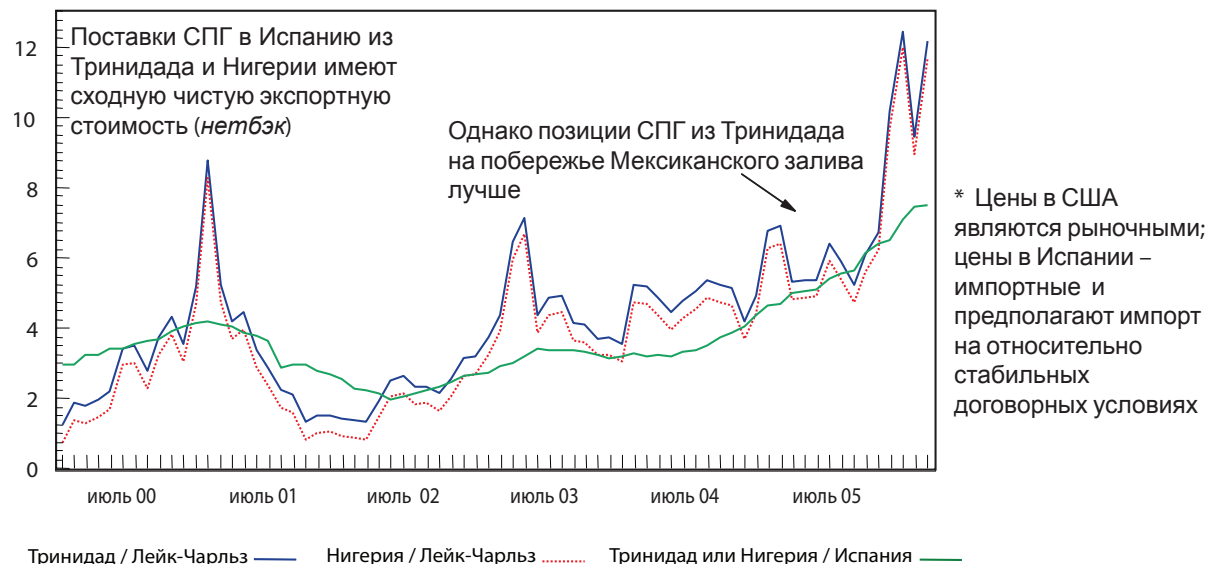
На *рисунке 49* показана возможная оценка поставщиками из Тринидада и Нигерии перспектив отгрузки СПГ в Испанию или на побережье Мексиканского залива США. Предположим, что покупатель предложил текущую цену своего рынка на дату, показанную на графике. Тогда чистая экспортная цена *нетбэк* в порту отгрузки, показанная на *рисунке 49*, определяется поставщиком путём приведения текущей рыночной цены страны-назначения к порту отгрузки. В одних случаях более высокая чистая экспортная цена *нетбэк* может быть получена на рынке Испании, а в других – на рынке Мексиканского залива. Тринидад и Нигерия находятся на равном удалении от каждого из этих двух рынков и поэтому получают аналогичные чистые экспортные цены, однако Тринидад расположен ближе к побережью Мексиканского залива и получает более высокую чистую экспортную цену при поставке на этот рынок, чем Нигерия. Необходимо отметить, что если торговый узел Хенри-Хаб на побережье Мексиканского залива США даёт динамичную и прозрачную картину цен спотового рынка, то в открытых данных по ценам на большинстве других рынков, включая Испанию, указываются только средние цены на границе. Ввиду того, что такие данные представляют собой средние значения по договорным поставкам и спотовым сделками, они не сопоставимы с данными по США, которые имеют под собой иную базу. По существу, нам неизвестны цены спотовых сделок в Испании, но при этом мы располагаем информацией по таким сделкам, совершаемым в Мексиканском заливе.

В качестве примера арбитражных операций в Атлантике можно привести следующий: зимой 2000-2001 годов *Distrigaz* и *Gaz de France* (после переговоров с *Sonatrach*) перенаправили пять партий алжирского СПГ с европейских пунктов назначения в США. Судя по сообщениям, дополнительная прибыль была разделена поровну с *Sonatrach*. В 2003 году *GdF* перенаправила 12 танкеров в США.

105. То есть формирование цен на товарную партию СПГ осуществляется на условиях FOB.

Рис. 49: Сравнительные уровни чистых экспортных цен (нетбэк)* для некоторых участников арбитражных операций в Атлантическом бассейне – поставки СПГ из Тринидада и Нигерии на рынки Испании и побережье Мексиканского залива США

долл./млн. БТЕ



Источник: Джим Дженсен

Для Ближнего Востока характерен ценовой арбитраж между рынками в Азии и Атлантике. Кроме того, направляя партии то в Европу, то в Северную Америку, ближневосточные поставщики участвуют таким образом в арбитражных операциях в бассейне Атлантического океана. На рисунке 50 показаны чистые экспортные цены, получаемые поставщиками с Ближнего Востока при поставке на рынки побережья Мексиканского залива США, Испании и Японии. Как и в случае Испании, сведения о чистых экспортных ценах, получаемых на японском рынке, основываются на данных по ценам на границе и поэтому не отражают фактические чистые цены в рамках спотовых сделок с конкретными партиями СПГ.

4.5.3. Формирование цен на СПГ

4.5.3.1. Региональные различия в логике формирования цен на СПГ

На сегодняшний день в мире насчитывается шесть крупных региональных импортных рынков СПГ: Северо-Восточная Азия, Континентальная Европа, Северная Америка, Великобритания, Китай и Индия. На двух из них – в Северо-Восточной Азии и Континентальной Европе – газовая промышленность развивалась главным образом за счёт импортных поставок. На двух других рынках – США и Великобритании – она развивалась на основе собственного газа, однако после периода относительной самообеспеченности эти страны перешли в категорию крупных

Рис. 50: Сравнительные уровни чистых экспортных цен (нетбэк)* для ближневосточных поставщиков СПГ при поставках на рынки Испании, Японии и побережье Мексиканского залива США



Источник: Джим Дженсен

потенциальных импортёров СПГ. В Китае и Индии имелись сравнительно небольшие газовые отрасли, работающие на отечественном сырье, однако в настоящее время предполагается их существенный рост на базе импортных поставок.

Неудивительно, что эти рынки существенно различаются не только по структуре баланса энергоресурсов, конкурирующих с природным газом, но и по сложившейся логике регионального формирования цен на газ. Формирование цен на газ в Северо-Восточной Азии и Континентальной Европе является результатом переговоров по ценам, проводившихся в течение ряда лет покупателями с поставщиками, стремившимися к получению максимально возможной чистой экспортной выручки для компенсации истощения своих национальных ресурсов. С другой стороны, и Северная Америка, и Великобритания либерализовали свои газовые отрасли, и цены на газ отражают конкурентную борьбу между отечественными поставщиками за рынки сбыта. Налогообложение промышленных видов деятельности в обеих странах применяется одинаково ко всем производителям и налоги могут относиться на затраты при определении цен продавцом. В Китае и Индии – новых формирующихся импортёрах СПГ – местная система формирования цен на газ сложилась под значительным влиянием регулирования и зачастую без учёта ценовых структур, используемых в международной торговле СПГ. Теоретически концепция единообразного подхода во всём мире к формированию цен на сжиженный природный газ, возможно, и является идеальной, но она весьма далека от реалий современных рынков СПГ.

4.5.3.2. Формирование цен на СПГ в бассейне Атлантического океана на начальном этапе

Крупный спор из-за цен между Алжиром и его контрагентами стал причиной существенного изменения первоначальных взглядов на перспективы развития рынков СПГ бассейна Атлантического океана в конце 1970-х годов (см. также *раздел 4.4.4* по алжирскому газу). После обретения независимости от Франции в 1962 году Алжир продолжил активную программу поисково-разведочных работ на нефть и газ, начатую ещё французскими компаниями. Новое руководство Алжира быстро поняло, что открытые в стране значительные запасы газа представляют собой основу для осуществления крупной программы по экспорту газа. Хотя поставка газа в Европу в виде СПГ теоретически обходилась бы дороже его перекачки по трубопроводам, технология сооружения глубоководных трубопроводов была в то время ещё недостаточно развита для прокладки трубы через Средиземное море, и поэтому Алжир предпочёл поставлять газ в Европу в виде СПГ.

Первые продажи алжирского СПГ осуществлялись государственным газовым монополиям или регулируемым предприятиям коммунального газоснабжения. Поэтому правительства стран-потребителей принимали самое непосредственное участие в изначальных переговорах о цене газа и проявляли беспокойство по поводу последствий импорта СПГ для структуры их внутренних цен газ. Получить согласования на экспорт в США было особенно сложно ввиду того, что США ещё не отказались от практики регулирования цен на устье скважины и стремились сдерживать цены на газ в условиях растущего дефицита поставок.

Правительство Алжира первоначально рассматривало проекты сотрудничества с зарубежными компаниями в качестве одного из ключевых элементов освоения газовых ресурсов страны. Алжирская национальная нефтяная компания Sonatrach была готова заключать контракты на условиях относительно благоприятных начальных цен FOB с теми компаниями, которые оказывали бы ей содействие в развитии отрасли, однако при том понимании, что впоследствии, когда окончательно прояснится экономика проектов, такие контракты могут быть пересмотрены по обоюдному согласию сторон.

Смерть президента Алжира в 1978 году привела к смене правительства, включая руководство министерства энергетики. Это произошло вскоре после потрясений на мировом энергетическом рынке, вызванных первым нефтяным кризисом. Новое министерство нефти заявило, что первые контракты на экспорт СПГ недостаточно защищают интересы Алжира, и воспользовалось нестабильностью на мировых рынках энергии в качестве предлога для их пересмотра. По мнению министерства, Алжир должен был получать за свой газ в пересчёте на единицу его теплотворной способности столько же, сколько он получал за свою нефть. В этой связи оно попыталось установить цену «FOB экспортные порты Алжира» по паритету теплотворной способности СПГ и нефти. Увязав напрямую цены на нефть и газ, Алжир отказался от общепринятой практики согласования путём переговоров взаимоприемлемой базисной цены, к которой можно было бы применять положение об индексации цен на энергоносители. Следствием этого предложения стало установление цен на СПГ на более высоком уровне, чем на нефть, и этот разрыв возрастал по мере увеличения дальности транспортировки из Алжира.

Правительство Франции провело переговоры с Алжиром от имени Gaz de France. Возможно, с учётом особых отношений со своей бывшей колонией, а также того факта, что перевозка до Франции обходилась дешевле, чем для других клиентов, оно, в конечном счёте, согласилось

на цену FOB с привязкой к корзине из восьми сортов нефти ОПЕК, что было несколько ниже цены, запрошенной Алжиром, но выше того ценового уровня, который считался обоснованным другими покупателями. Однако цена FOB, на которую могли бы согласиться европейские покупатели, являлась ещё более неприемлемой для США в силу более высокой стоимости транспортировки.

После урегулирования ценовых споров объём торговли в Атлантике сократился и восстановился до уровня 1979 года лишь в 1988 году. Импорт во Францию продолжал расти, однако поставки в Италию, Великобританию и США существенно снизились. Что касается Италии, то после успешной демонстрации технологии прокладки глубоководных трубопроводов, увенчавшейся пуском в эксплуатацию транссредиземномоского газопровода Transmed, страна с 1983 года стала получать газ по нему, а не в виде СПГ. В Великобритании открытие новых месторождений в Северном море в скором времени свело на нет стимулы к импорту газа.

Однако в наибольшей степени этот конфликт вокруг цен сказался на импорте в США. В 1978 году США начали масштабную реструктуризацию своей газовой отрасли. Был принят закон о «частичном дерегулировании» цен на устье скважины, направивший газовую промышленность США по пути ценообразования, реагирующего на конъюнктуру рынка. Рынок отреагировал на резкое повышение цен на энергоносители в конце 1970-х годов снижением спроса, в результате чего образовался «газовый пузырь», т.е. избыточное предложение газа на рынке. Цены упали до уровня, отражавшего конкуренцию между различными поставщиками газа – намного ниже паритета с нефтяными ценами. После вступления в силу в 1984 году распоряжения № 380 Федеральной комиссии по регулированию в области энергетики (которое освобождало покупателей от обязательств выбирать объёмы по долгосрочным контрактам) реализация алжирского СПГ на газовом рынке США по ценам, привязанным к нефти, оказалась невозможной.

Все четыре приёмных терминала США, которые были изначально построены для импорта алжирского газа, на какое-то время закрылись. Два из них – Эверетт в штате Массачусетс и Лейк-Чарльз в штате Луизиана – подали в суд и, выиграв дело, смогли заключить с Sonatrach контракты, в большей степени ориентированные на конъюнктуру рынка, что позволило им продолжить импорт. Два других терминала – Кав-Пойнт в Мэриленде и Элба-Айленд в Джорджии – не эксплуатировались более двадцати лет.

После резкого изменения механизмов формирования цен на СПГ в начале 1980-х годов, обширный рынок бассейна Атлантического океана фактически сузился до торговых операций Алжира со странами Континентальной Европы. Небольшие объёмы импорта продолжали поступать в США через два действовавших терминала, однако Великобритания практически прекратила импорт. К 1988 году на Континентальную Европу приходилось 96% импорта, а на Алжир – 96% экспорта в бассейне Атлантического океана. Таким образом, ценами СПГ в бассейне Атлантического океана, по существу, являлись алжирские цены FOB. В этот период США и Великобритания, проводившие либерализацию своих газовых отраслей, не участвовали в установлении цен на СПГ в Атлантике.

4.5.3.3. Формирование цен на СПГ в бассейне Тихого океана на начальном этапе

По сравнению с атлантическим, тихоокеанский рынок развивался совершенно по-иному. Если поставки СПГ в Континентальную Европу, Великобританию и США предназначались для дополнительной подпитки крупных газораспределительных сетей, существовавших в этих регионах, то газовое хозяйство Японии состояло из коммунальных предприятий, снабжавших города искусственным газом. Несмотря на высокую стоимость поставлявшегося газа, объёмы поставок были в то время относительно незначительными, и перепрофилирование таких предприятий на природный газ представляло собой отнюдь непростую задачу. По этой причине они не могли обеспечить того эффекта масштаба, который требовался для экономического обоснования новых проектов СПГ. Поэтому первый японский проект, предусматривавший поставки из залива Кука, штат Аляска, ориентировался на коммунальную электроэнергетику – рынок с гораздо более низкими ценами, но намного более крупный.

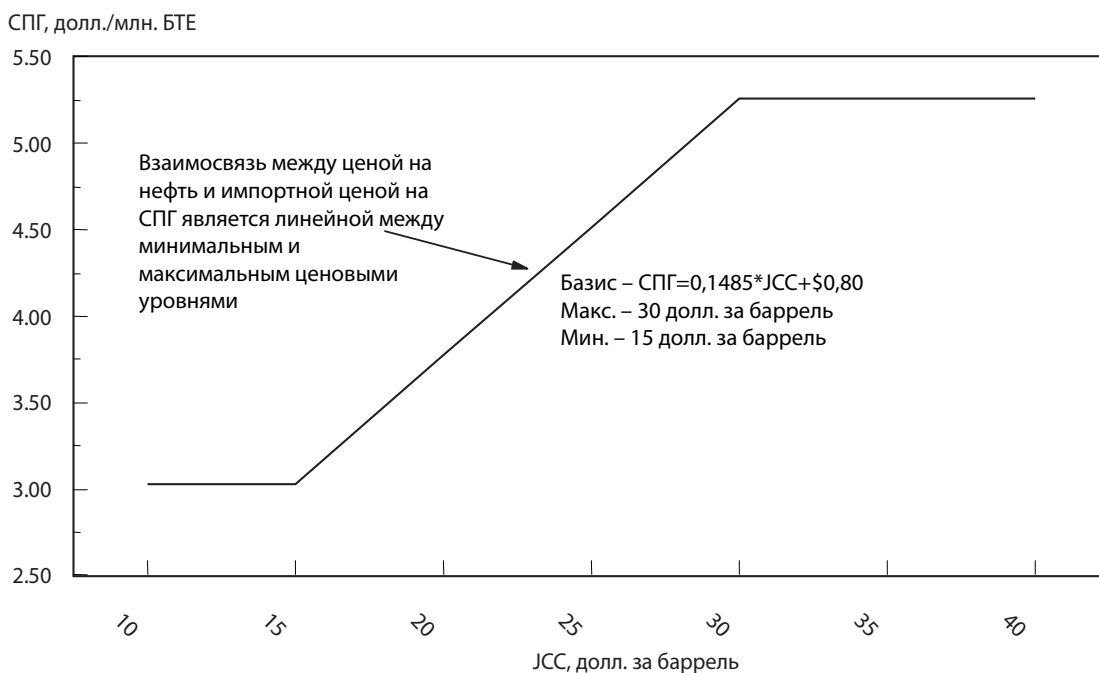
Ко времени начала поставок с Аляски японские электростанции работали на нефти, угле и гидроэнергии, причём на мазут и сырую нефть приходилось 43% электрогенерации. Ввиду того, что сокращение импорта нефти было одной из важнейших стратегических целей правительства Японии, во главу угла была поставлена задача по перепрофилированию генерирующих мощностей с нефти на СПГ. А обеспокоенность японцев по поводу загрязнения окружающей среды выбросами серы обеспечила японским коммунальным предприятиям возможность платить за СПГ премию к цене. Очевидным эталоном цены на импортный СПГ была, естественно, цена нефти как конкурирующего энергоносителя.

Как правило, на переговорах основной акцент делался на базисной цене на СПГ, поставляемый в сжиженном виде на японские регазификационные терминалы, и далее предусматривалось дополнительное положение об индексации цены для обеспечения её корректировки на динамику мировых цен на нефть. В рамках нескольких первоначальных проектов индексация базисной цены на СПГ привязывалась к нефти, экспортируемой из той же страны. Однако в 1980-е годы, когда ОПЕК предпринимала попытки сохранить систему официальных цен реализации нефти в условиях существенного снижения цен, возник спор о том, какие цены следует использовать в качестве эталона для целей индексации. Спор был разрешён в 1987 году, и в настоящее время почти во всех японских контрактах применяется прозрачная «японская таможенная стоимость» нефти (JCC, или «японская нефтяная корзина»). До недавнего времени только Индонезия сохраняла привязку к своей сырой нефти в положениях о ценообразовании. Когда Южная Корея и Тайвань начали импортировать газ, они также приняли привязку к JCC для целей индексации цены, и поэтому данная система в настоящее время является общепринятой в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Наиболее распространённой в Северо-Восточной Азии была следующая формула ценообразования: $P=A*JCC+B$, где «А» – коэффициент (или «крутизна кривой»), увязывающая котировку JCC в долл. США за баррель с ценой СПГ; «В» – константа, выраженная в долл. США за млн. БТЕ. Котировки JCC публиковались ежемесячно, но, как правило, в контрактах фигурировала среднемесячная котировка за определённый оговоренный период, с тем чтобы сгладить месячные колебания цен на нефть. В ходе переговоров стороны, по сути, устанавливали базисную цену путём определения величины константы «В». Теоретически, коэффициент «А», если исходить из коэффициента пересчёта эквивалентов теплотворной способности нефти и газа, составлял 0,172, однако фактические коэффициенты, применявшиеся в контрактах, представляли собой несколько иные значения крутизны кривой.

Нестабильность цен на нефть, в особенности во время мировых нефтяных кризисов, создавала проблемы для покупателей из числа коммунальных предприятий. В какой-то момент для покупателей стало обычным настаивать на включении в контракт положения о пересмотре цен при достижении ценами определённого уровня. По сути, это означало ограничение цены, которое суживало применение относящейся к ЖСС части ценовой формулы в периоды высоких цен на нефть. Продавцы же стали всё чаще настаивать на фиксировании нижнего предела цен, с тем чтобы защититься от обвала цен. Такие верхние и нижние пределы обычно характеризуются как «S-образные кривые». На *рисунке 51* показана типовая формула для Северо-Восточной Азии. В ней коэффициент «А», связывающий ЖСС с ценой СПГ, установлен на уровне 0,1485 (0,1485 долл. США на 1 долл. США ЖСС), а константа «В» – на уровне 0,80 долл. США. В этом примере в качестве нижнего предела принято значение в 15 долл. США за баррель, а в качестве верхнего – 30 долл. США за баррель.

Рис. 51: «S-образная кривая» для Северо-Восточной Азии на базе «японской таможенной стоимости» сырой нефти (для «японской нефтяной корзины»)



Источник: Джим Дженсен

4.5.3.4. Растущая необходимость изменения формул ценообразования в 1990-х годах

Первый серьёзный выход на рынок новых поставщиков СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе произошёл в конце 1990-х годов. На Ближнем Востоке в рамках первой фазы катарского проекта Qatargas в 1997 году начался экспорт в Корею. Это был лишь второй проект СПГ на Ближнем Востоке после сдачи в эксплуатацию первых двух технологических линий СПГ в Абу-Даби в 1977 году. В бассейне Атлантического океана рост региональных поставок возобновился с пуском новых проектов в Тринидаде и Нигерии в 1999 году.

Всплеск активности на Ближнем Востоке шёл на фоне растущего разочарования в Северо-Восточной Азии в отношении применявшихся ценовых формул СПГ. Высокий порог по обязательствам «бери или плати» в рамках долгосрочных контрактов создавал трудности для покупателей, которые требовали большей гибкости в части отбора объёмов.

В бассейне Атлантического океана США возобновили импорт СПГ более чем через 15 лет после того, как был подписан последний новый контракт на поставки в Северную Америку. За этот период была проведена реструктуризация газовой отрасли Северной Америки, в результате которой в положениях о ценообразовании в качестве конкурентного эталона стали использоваться цены на газ, а не на нефть. Таким образом, классические системы контрактов, характерные для Европы и Северо-Восточной Азии, перестали применяться к новым поставкам в Северную Америку.

4.5.4. Современные подходы к заключению контрактов на СПГ, сформировавшиеся в 1990-х годах

4.5.4.1. Новые тенденции в относящейся к СПГ договорной практике в Азии

В Японии изначальная логика индексации цен по отношению к цене нефти теряла свою актуальность по мере всё большей утраты нефтью своих конкурентных позиций как топлива для электроэнергетики и увеличения доли импорта предприятиями газоснабжения. Если в период осуществления первого проекта по импорту СПГ на долю нефти в производстве электроэнергии приходилось 43%, то к 1997 году она сократилась до 18%. СПГ, который первоначально использовался в производстве электроэнергии, главным образом, в полупиковой части графика нагрузки, стал всё шире применяться для покрытия и пиковых нагрузок, что обуславливало колебание уровней его потребления. А в Корее для выработки электроэнергии использовалось только 27% объёма импорта СПГ, и на основе традиционных контрактов было трудно обеспечивать чувствительную к изменению температуры загрузку газораспределительных сетей.

В первых новых договорах поставки с Ближнего Востока в Корею и Японию (сначала из Катара, а затем из Омана), сохранялась формула расчёта цены на основе JCC. Возникшая ценовая конкуренция сосредоточилась, наоборот, на механизмах ограничения цены. В первом контракте поставки газа в Корею из Катара в рамках проекта Rasgas I оговаривался нижний предел цены. Однако в конкурентной борьбе с Оманом за второй контракт с Кореей Rasgas проиграла, когда Оман предложил корейской компании Kogas контракт без минимальной цены. Впоследствии, в ходе переговоров о расширении поставок, Rasgas также исключила из первого контракта положение о нижнем пределе цены.

Помимо изменений в положениях об ограничении цен, для конца 1990-х годов также были характерны сокращение срока действия контрактов и привнесение определённой гибкости в возможности отбора газа с целью обеспечения конкурентоспособности поставок. Если традиционные контракты имели срок действия в 20 и более лет, то впоследствии стали заключаться контракты на более короткие сроки – от 17 до 15 лет. В особых случаях применялись контракты на ещё меньшие сроки.

В конце 1990-х годов Малайзия разместила на рынке крупный объём СПГ со своего завода по сжижению Tiga, который был сдан в эксплуатацию в 2002 году. Мероприятия по маркетингу газа проводились в период низкой активности на азиатском рынке, обусловленной замедлением темпов роста экономики стран Азии. Поэтому малайзийская национальная нефтяная компания Petronas подписала ряд новаторских контрактов, с тем чтобы заручиться обязательствами в отношении поставляемых ею объёмов. Один из контрактов, подписанных с группой японских покупателей, предусматривал три транша договорных обязательств. Базовая часть контракта действовала как традиционный контракт с обязательствами «бери или плати» со сроком действия в 20 лет. Второй транш возобновлялся ежегодно на таких же условиях, что и базовый, но без обязательного отбора установленных объёмов. А третий транш просто представлял собой возможность поставки. Такой базово-факультативный подход к исполнению обязательств применяется в ряде других контрактов, и несколько контрактов имеет меньший срок действия.

В договорной практике этого периода наблюдались и другие изменения, отражавшие рост конкуренции. Покупатели смогли обеспечить бóльшую гибкость в отношении выбора пунктов назначения, которая позволяла им перепродавать партии, если это им было выгодно. Кроме того, покупатели начали проводить переговоры об участии в собственности промышленных активов поставщиков в качестве составной части новых контрактов. Примерами такого участия в промышленных активах являются следующие: доля корейской Kogas в катарском проекте Rasgas I, доли Tokyo Gas и Tokyo Electric в австралийско-тиморском проекте Bayu Undan, а также доли китайской CNOOC в австралийском проекте North West Shelf и в индонезийском проекте Tangguh.

4.5.4.2. Выход Китая и Индии на азиатский рынок

Первый из запланированных СПГ-терминалов в Китае CNOOC построила в Шэньчжэне в провинции Гуандун. Переговоры по проекту, с предполагаемым началом поставок в первые годы XXI века, велись в период вялого спроса в Азиатско-Тихоокеанском регионе и появления новых конкурентных предложений о поставках со стороны Rasgas (Катар), North West Shelf (Австралия) и Tangguh (Индонезия). Ввиду благоприятной конкурентной обстановки на рынке и стремления поставщиков первыми выйти на китайский рынок, CNOOC смогла провести тендер и заключить контракт на весьма выгодных условиях. Конечным победителем тендера стал австралийский консорциум North West Shelf. По информации из специализированных изданий¹⁰⁶, можно предположить, что базисная цена составляла 2,85 долл. США за млн. БТЕ. В контракте была сохранена методика «S-образной кривой» с использованием JCC для целей индексации цены. Однако крутизна кривой соотношения между JCC и ценой СПГ, по имеющимся сведениям, была гораздо меньшей, чем в случае традиционного контракта для Северо-Восточной Азии, составляя примерно треть от обычного соотношения. В этой связи можно рассчитывать на более медленный рост цен на СПГ при повышении цен на нефть по сравнению с традиционным контрактом.

Проекту Tangguh, проигравшему шэньчжэньский тендер консорциуму North West Shelf, удалось выиграть тендер на второй китайский контракт с CNOOC на поставки газа на

106. Подробная информация о ценах и других условиях контракта является закрытой, и данные, полученные из различных отраслевых изданий, зачастую расходятся. Приводимые в настоящем разделе показатели представляют собой оценку, сделанную автором на основе имевшихся в его распоряжении сведений.

терминал в провинции Фуцзянь. По сообщениям печати, цена этой сделки была ещё ниже, чем в шэньчжэньского проекте, и составляла 2,76 долл. США FOB за млн. БТЕ. В данном контракте также использовалась меньшая крутизна графика привязки к JCC и ограничение колебания цен при помощи «S-образной кривой».

Два упомянутых китайских контракта были подписаны в период вялого спроса в Азиатско-Тихоокеанском регионе и активной конкуренции между поставщиками. Впоследствии возникли проблемы с поставками из Индонезии, рынок вновь активизировался, и рост мировых цен на нефть сильно подтягивает вверх привязанные к ним цены на СПГ. Поэтому в настоящее время переговоры ведутся на заметно более высоких ценовых уровнях, а цены китайских контрактов квалифицируются в качестве низшей отметки ценообразования в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Индия оказалась проблемным рынком для СПГ. Поступало много предложений о строительстве приёмных терминалов, начиная с первоначального проекта компании Enron в Дабхоле, штат Махараштра. Данный проект пострадал из-за сложного судебного производства по делу о банкротстве Enron, и хотя предусматривавшаяся им электростанция была сдана в эксплуатацию, приёмный СПГ-терминал так и не был достроен.

Сооружать новые терминалы в Индии оказалось трудно ввиду проблемы поставки регазифицированного СПГ по ценам, приемлемым для индийских электростанций. Семьдесят процентов электростанций Индии работают на дешёвом угле, и при более высокой цене газа газовые ТЭС оказывались неконкурентоспособными.

Из большого числа предложений было реализовано лишь два – в настоящее время эксплуатируются терминал компании Petronet в Дахедже (*Dahej*) и объект Shell в Хазире (*Hazira*) – оба в штате Гуджарат. Третий терминал в Кочине (*Kochi*), штат Керала, находится на весьма продвинутой стадии. Объект в Хазире необычен тем, что он проектировался как торговый терминал, где Shell и её партнёр Total намеревались совершать краткосрочные операции с партиями СПГ из своих портфелей поставок. Это пример осуществления в сфере сбыта и переработки перепродажи объёмов, реализованных на началах самоконтрактования, без заключения официальных договоров купли-продажи с клиентами. Хотя терминал в Хазире находится в эксплуатации с февраля 2005 года, у него возникали проблемы с поставкой партий по приемлемым ценам (а также политические проблемы в связи с попытками использовать танкеры под иностранными флагами).

При этом объект в Дахедже заключил долгосрочный контракт с Rasgas. Для него также характерен отход от традиционной для Северо-Восточной Азии договорной практики в том плане, что в нём предусмотрено применение фиксированной цены в течение пяти лет, прежде чем начнёт действовать положение об индексации по отношению к цене нефти. По имеющимся сведениям, цена FOB Катар составляет 2,53 долл. США за млн. БТЕ. По истечении периода фиксированной цены контракт предположительно будет привязан к цене нефти в 20 долл. США за баррель, причём коэффициент «А» в формуле $P=A*Цена\ нефти$ равен 0,13.

По имеющимся сообщениям, Индия ведёт переговоры о поставках СПГ с Ираном. Из этих сообщений следует, что угол наклона функции цены будет гораздо меньше – коэффициент «А» составит 0,065. Хотя о фактической базисной цене информации нет, можно предположить, что она будет привязана к цене нефти марки *Dated Brent* в Северном море, а не к JCC.

4.5.4.3. Рост цен на нефть и его влияние на цены в Северо-Восточной Азии

Первая реакция традиционных импортёров СПГ на сообщения о том, что Китай и Индия договорились о значительных скидках, была абсолютно отрицательной. Покупатели считали, что они также должны получить скидки, поскольку они участвовали в финансировании строительства значительной части инфраструктуры для поставок на рынки Азии.

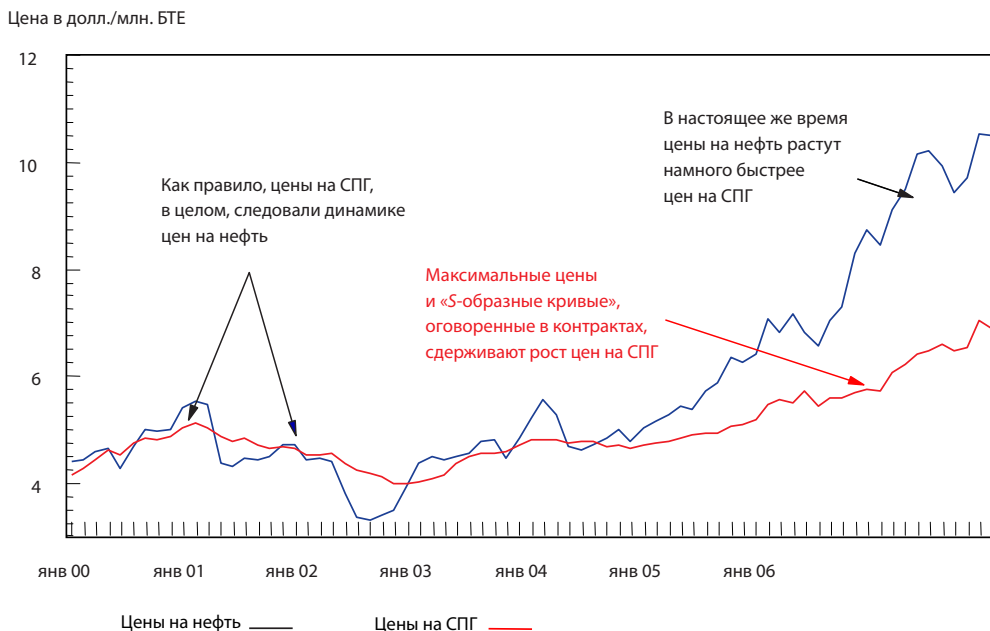
Однако под влиянием ряда событий на рынке, последовавших за подписанием договоров с Китаем и Индией, перспективы предложения, спроса и цен на рынках СПГ резко изменились. Азиатские рынки стали существенно более напряжёнными, что отчасти было результатом экономического подъёма и отчасти – следствием проблем с поставками с обоих заводов по сжижению в Индонезии – Арун и Бонтанг. По мере роста напряжённости на рынках США и Европы, эти регионы начали активно искать источники поставок СПГ. Цены на обоих рынках также быстро выросли. Резко повысились и цены на нефть, обусловив рост цен газа в Северо-Восточной Азии в силу привязки их формул к ценам на нефть. На 2006 год наиболее распространено мнение, что цены по контрактам Китая и Индии представляют собой самую низкую точку в динамике ценообразования, и в обозримом будущем вряд ли будут повторены.

Вместе с тем, рост цен на нефть имел ещё одно серьёзное последствие. Ограничение цен и «S-образные кривые», которые предназначались для предотвращения негативного влияния обвалов нефтяного рынка на цену СПГ, стали действовать как фактор сдерживания её роста в периоды повышения цен на нефть. Если предположить, что новый уровень цен на нефть – явление постоянное, а не временное, то механизмы установления верхнего предела цен, по сути, аннулируют традиционную привязку нефти и СПГ. Отставание цен на СПГ от роста цен на нефть показано на *рисунке 52*.

Различие между ценами для Китая и Индии и ценами на границе Японии показано на *рисунке 53*, где они сравниваются между собой в единой ближневосточной контрольной точке (точке определения чистой экспортной стоимости поставок из Катара). *Рисунок 53* иллюстрирует также, насколько выше были бы сейчас цены для Японии, если бы не был установлен их верхний предел, а «S-образные кривые» не сглаживали влияние высоких цен на нефть.

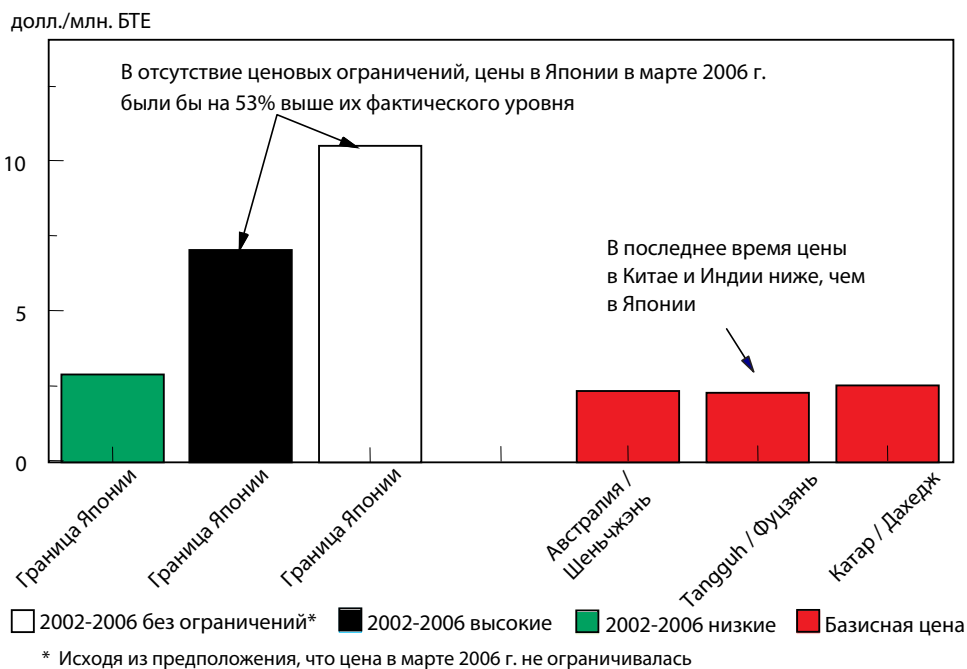
В результате всех этих событий в странах Северо-Восточной Азии сложились весьма сложные условия для заключения контрактов. Продавцы утверждают, что новые высокие цены на газ представляют собой новую цену мирового рынка газа. Покупатели не понимают, почему они должны платить гораздо бóльшую цену, которая, судя по всему, не продиктована ростом издержек.

Рис. 52: «Японская таможенная стоимость» сырой нефти (для «японской нефтяной корзины») и импортные цены на СПГ (долл. США за млн. БТЕ)



Источник: Джим Дженсен

Рис. 53: Некоторые азиатские цены на СПГ, приведённые к единой ближневосточной контрольной точке путём использования базисного дифференциала для Катара



Источник: Джим Дженсен

4.5.4.4. Последние события на рынках Азии

С учётом того, что в настоящее время происходит адаптация договорной практики к условиям более высоких цен на энергоносители и что условия новых контрактов являются строго конфиденциальными, трудно точно утверждать, как сейчас составляются новые контракты для Азии и пересматриваются старые. Первоначально в качестве реакции на более высокий уровень цен на нефть, переговорщики, как представляется, стремились сгладить крутизну кривой формулы привязки цен СПГ к JCC при одновременной корректировке базисной контрактной цены СПГ, которая отражала бы выросшие нефтяные цены.

По всей видимости, в некоторые пересматриваемые старые контракты изначально была заложена гораздо более пологая кривая коэффициента «А» при превышении определённой пороговой цены на нефть. По имеющейся информации, в одном из контрактов предусматривалось «переключение» со стандартной кривой «А» при цене в 24 долл. США за баррель на кривую с крутизной 0,07. Далее, при превышении ценой уровня в 29 долл. США за баррель, крутизна кривой вновь «переключалась» бы – на сей раз на 0,055. Был составлен ряд новых контрактов для нового австралийского проекта Горгон (*Gorgon*). По имеющимся сведениям, в них также использовался коэффициент «А» на уровне 0,07. Как представляется, применение более пологой кривой привязки к цене нефти – это один из способов сохранения привязки цен на СПГ к ценам на нефть в условиях высоких цен на нефть.

Проявляется также интерес к отказу от использования JCC как мерил уровня цен на нефть. Несмотря на прозрачность JCC, этому показателю свойственны две проблемы. Во первых, он не отражает свободные цены на нефть, например, на *WTI* в Северной Америке или *Brent* в Северном море. А во-вторых, поставляемая в Японию нефть, в среднем, является относительно тяжёлой, в то время как СПГ должен предположительно конкурировать с более лёгкой малосернистой нефтью. По имеющимся данным, в одном из контрактов в Азии при определении цены на нефть в качестве эталонной использовалась нефть марки *Brent*.

В самое последнее время, как представляется, предпринимались определённые шаги к отказу от использования механизмов ограничения цен. Это позволило бы устранить фактическую расстыковку цен на нефть и СПГ, которая происходит в результате ограничения цен и применения «S-образной кривой».

4.5.4.5. Формирующийся рынок на Западном побережье Северной Америки

В настоящее время на тихоокеанском побережье Северной Америки пока не существует приёмных терминалов, хотя имеются активные предложения по их сооружению в Мексике, Калифорнии, на северо-западном побережье США и в Британской Колумбии. Несколько предложений по мексиканскому штату Нижняя Калифорния предусматривают как импорт на местные рынки, так и экспорт в США – в южную часть штата Калифорния, где сооружение ни одного из новых терминалов не было пока согласовано из-за возражений населения по местоположению площадок для строительства. В наиболее продвинутой стадии из всех предложений по Нижней Калифорнии находится проект компании *Sempra*, завершение которого запланировано на 2008 год. В этом проекте участвует *Shell*, которая имеет 50-процентную долю в собственности, из чего можно предположить, что половина мощностей будет обслуживать объёмы самоконтрактования – скорее всего поставки в рамках

проекта «Сахалин-2», в котором она участвует. Sempra также заключила договор поставки с проектом Tangguh в Индонезии. Это означает, что впервые ценообразование по контрактам в бассейне Тихого океана подвергнется воздействию сложностей, связанных с обслуживанием реструктурированного газового рынка Северной Америки.

Несмотря на то, что подробные сведения о договорных взаимоотношениях между контрагентами – между Shell и её аффилированным лицом Sakhalin LNG и между Sempra и Tangguh – практически отсутствуют, по имеющимся сообщениям, в их основе лежат чистые экспортные цены *нетбэк*. Это означает, что в качестве эталона будут использоваться публикуемые цены на границе Калифорнии за вычетом составляющих, относящихся к затратам на перевалку продукции на приёмном терминале, её регазификацию и перевозку от завода по сжижению.

4.5.4.6. Новые тенденции в относящейся к СПГ договорной практике в бассейне Атлантического океана

На протяжении почти 20 лет – вплоть до начала осуществления проектов СПГ в Тринидаде и Нигерии – поставки из Алжира на Европейский континент представляли собой практически единственный вид договорных взаимоотношений в бассейне Атлантического океана. Если первоначальные контракты на поставку алжирского СПГ предусматривали индексацию цен по отношению к стоимости восьми сортов нефти¹⁰⁷ с закреплённой в договоре возможностью регулярного пересмотра положений о ценообразовании, то дальнейшая договорная практика стала гораздо более гибкой под влиянием конкуренции со стороны трубопроводных поставок. Во многих контрактах на поставку газа по трубопроводам в Континентальной Европе применялась индексация к определённому набору цен – на высокосернистый тяжёлый мазут (только в контрактах, заключавшихся в 1970-х годах), низкосернистый тяжёлый мазут и газойль. По договору поставки продукции с месторождения Тролль, заключённому в 1986 году, такой набор включал в себя лёгкое котельно-печное топливо (55%) и низкосернистый тяжёлый мазут (45%). Впоследствии в результате переговоров об изменении цены доля лёгкого котельно-печного топлива была увеличена приблизительно до 65%, а в остальной части ценовой формулы были отражены новые элементы конкуренции, как, например, использование газа в электроэнергетике, или, на более позднем этапе, конкуренция между различными поставщиками газа.

В ходе переговоров по ценам Алжир проявил готовность предложить сопоставимые условия индексации своим клиентам, которые привыкли к практике привязки цены к нефтепродуктам в заключавшихся ими договорах поставки по трубопроводам. Некоторым клиентам была также предоставлена возможность использовать сочетание цен на нефть и нефтепродукты. Предпринимались попытки частичной индексации по отношению к электроэнергии, углю или инфляции. Однако для большинства алжирских контрактов с покупателями континентальной части Европы, чаще всего используется та или иная форма индексации по отношению к нефти.

Обычно в контрактах на поставки по трубопроводам в Континентальной Европе применяется отсроченная индексация, когда для целей определения индекса используются данные за предыдущий период, которые подвергаются процедуре пересчёта с отсрочкой по времени.

107. *Arabian Light* (Саудовская Аравия), *Brass Blend* (Нигерия), *Kirkuk* (Ирак), *Kuwait Export* (Кувейт), *Iranian Light* (Иран), *Murban* (ОАЭ), *Saharan Blend* (Алжир) и *Zuetina* (Ливия).

Реакция цен на СПГ в условиях повышения цен на нефть в течение какого-то времени может быть аналогична действию механизма ограничения цен, поскольку цена СПГ корректируется на рост цен на нефть с задержкой. Однако в условиях падения цен на нефть, задержка может возникнуть с адаптацией положений о ценообразовании к новой конъюнктуре рынка. При этом проведение новых переговоров для восстановления привязки к нефти может не потребоваться, поскольку цена СПГ, в конечном счёте, скорректируется через какое-то время, когда цены на нефть стабилизируются. В первых алжирских контрактах такая отсроченная индексация не использовалась, но, как представляется, в некоторых контрактах более позднего периода она предусматривается.

В конце 1990-х годов первыми из новых поставщиков на рынок бассейна Атлантического океана вышли Нигерия и Тринидад. Хотя изначально переговоры с Нигерией предусматривали возможность продаж в США через терминалы Эверетт и Кав-Пойнт, контракты на такие поставки так и не были подписаны. Поэтому продукция первых трёх технологических линий нигерийского завода в Бонни предназначалась для поставки на рынки Континентальной Европы, для чего не требовалась адаптация к совершенно иной конкурентной обстановке, сложившейся в результате реструктуризации газового рынка Северной Америки.

Поставки продукции с этих первых трёх технологических линий осуществлялись в рамках традиционных договоров купли-продажи с покупателями в Континентальной Европе. За исключением контракта с итальянской электроэнергетической компаний ENEL, покупателями стали газопроводные или газораспределительные компании, и соответствующие положения о ценообразовании отражают, по большей части, конкуренцию с поставками газа по трубопроводам, а для целей индексации используется привязка к сочетанию мазута и газойля. При заключении контрактов с генерирующими компаниями особые проблемы возникают в связи с либерализацией рынка электроэнергии, поскольку энергоблоки не будут допущены к сети, если их предельные издержки генерации будут выше, чем у других энергоблоков. Помимо цен на нефть, в контракте с ENEL предусмотрена индексация по отношению к цене угля и инфляции.

В отличие от Нигерии, главным рынком для Тринидада были США. В результате, ему пришлось решать проблему сбыта на рынке, где существует конкуренция между различными поставщиками газа. Первые четыре технологические линии завода СПГ в Тринидаде находятся в собственности Atlantic LNG – консорциума в составе компаний BG, BP и Repsol (Tractebel имеет долю участия только в первой технологической линии, но не в последующих трёх). Контракт на первую технологическую линию поделили Tractebel и Repsol, что можно охарактеризовать как один из примеров «самоконтрактования» членами консорциума. Поэтому ценовые условия договора купли-продажи были согласованы между участниками консорциума, а не являлись предметом переговоров с каким-либо крупным клиентом на целевом рынке, что предполагалось бы в случае традиционного контракта для Северо-Восточной Азии.

Tractebel поставляла свои объёмы на свой терминал в Эверетте, США. И хотя у Repsol был заключён традиционный контракт с компанией Enagas в Испании, Repsol сохранила за собой право перенаправлять партии по своему усмотрению. Большая часть этих объёмов поставлялась на рынки краткосрочных операций в США, предположительно, по более высоким чистым экспортным ценам по сравнению с теми, которые компания могла бы получить при поставке газа в Испанию. Как и первая технологическая линия, вторая и третья

технологические линии также задействованы на началах самоконтрактования BG, BP и Repsol, однако в этих случаях СПГ передаётся партнёрам в рамках системы толлинга.

В системе толлинга некий консорциум компаний – как правило, но не всегда, только в составе владельцев запасов газа – несёт финансовую ответственность за капиталовложения в производственные мощности, а также за возмещение затрат и получение прибыли. В этом консорциуме напоминают инвесторов, вкладывающих средства в трубопроводные проекты. Они возмещают стоимость предоставленных им услуг в виде взимания либо платы за пропускную способность, либо начислений на мощности с пользователей объекта.

BG и BP контролируют мощности терминалов в США и имеют возможность прямого сбыта продукции конечным потребителям. У Repsol имеются рынки сбыта в Испании, и компания предпринимает шаги к сооружению нового терминала в морских провинциях Канады для обслуживания рынков как США, так и Канады.

На четвёртой технологической линии в Тринидаде применяется ещё более гибкая схема по сравнению с традиционными контрактами. Владельцы газа на устье скважины будут иметь возможность сжигать свой газ на основе системы толлинга за счёт вложения средств в мощности по сжижению, а затем сбывать полученный СПГ без приобретения СПГ у партнёров по совместному предприятию в рамках традиционного договора купли-продажи.

На технологических линиях, сданных в эксплуатацию в последующий период, в Нигерии, как и в Тринидаде, применяется более гибкая договорная схема. Четвёртая и пятая технологические линии завода в Бонни более чем на 75% эксплуатируются на основе самоконтрактования с реализацией продукции партнёрам по предприятию для сбыта в последующих звеньях цепочки формирования стоимости.

Норвежский проект Snohvit также характеризуется значительным объёмом самоконтрактования. Statoil планирует отправлять свою долю продукции на терминал Кав-Пойнт в США, где она имеет права на пользование мощностями, а французские партнёры намерены сбывать свои объёмы самостоятельно. Единственным договором традиционного типа является контракт с испанской генерирующей компанией Iberdola.

Одним из наиболее динамично развивающихся поставщиков СПГ является Египет. В двух проектах – Egyptian LNG (ELNG) и Segas – имеются действующие технологические линии. Первая технологическая линия ELNG обслуживает традиционный договор купли-продажи с Gaz de France, а вторая эксплуатируется по системе самоконтрактования одним из партнёров по предприятию компанией BG. Первоначально BG планирует направлять свои объёмы на выделенные под её обязательства мощности в США и в настоящее время также предпринимает шаги к созданию сбытового терминала в Италии. Предположительно, ценовая формула контракта с BG основана на чистой экспортной стоимости *нетбэк* в США с индексацией цены по отношению к индикаторам Хенри-Хаб, но при этом можно также предположить, что у других партнёров по предприятию будут стимулы к реализации своей продукции в Италии или других странах Европы, если получаемые от таких продаж чистые экспортные цены будут выше.

Проект Segas был инициирован испанской электроэнергетической компанией Union Fenosa совместно с AGIP. В отличие от других проектов СПГ, Union Fenosa не имеет доли участия в

добывающей части и закупает большую часть газа, необходимого для первой технологической линии у Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) по ценам, контролируемым правительством. По имеющейся информации, рассматривается возможность эксплуатации второй технологической линии на основе системы толлинга по аналогии с четвертой технологической линией проекта в Тринидаде.

4.5.4.7. Договорная практика на Ближнем Востоке

На начальном этапе, ближневосточные контракты, по существу, представляли собой традиционные договоры купли-продажи с клиентами из стран Северо-Восточной Азии. Большая часть объемов Абу-Даби и Омана по-прежнему предназначается для Северо-Восточной Азии, и небольшая их доля реализуется на основе самоконтрактования. Однако основные приращения объема поставок с Ближнего Востока приходятся на долю Катара. К 2007 году Катар обгонит Индонезию и станет крупнейшим экспортёром СПГ в мире.

Первые договоры купли-продажи Катара с японскими и корейскими покупателями заключались на традиционных для Северо-Восточной Азии условиях. Один из заключённых в последнее время контрактов Rasgas по терминалу Дахедж компании Petronet в Индии, в рамках которого была установлена низкая цена для сделки в Азии, уже рассматривался в разделе 4.5.4.2.

С 2001 года Катар начал заключать контракты с клиентами в Испании и Италии предположительно с использованием положений о корректировке цен с привязкой к конкурирующим энергоносителям. Однако во всё большей мере Катар стремится сбывать свою продукцию на рынках США и Великобритании, где он заключает контракты прежде всего с партнёрами по предприятию, которые будут реализовывать СПГ от имени предприятия. Его контрагентами на этих рынках являются ExxonMobil, Shell, ConocoPhillips, Total и Eni. В некоторых случаях сбыт осуществлялся не изначальным партнёром по промысловой части проекта, а компанией, получившей долю в добыче в результате переговоров.

4.5.5. Договорная практика для реструктурированных рынков газа

4.5.5.1. Северная Америка

Поставки СПГ в Северную Америку и Великобританию осуществляются в условиях конкуренции между различными поставщиками газа, в рамках которой привязка к цене нефти не работает. На этих рынках в качестве индикаторов используются индикаторы рынка газа, характерные для Хенри-Хаб в США и Национальной точки балансирования в Великобритании.

Как представляется, большая часть объемов на этих рынках реализуется на основе самоконтрактования сбытовыми аффилированными лицами компаний таким же образом, как и их собственный газ. Если Национальная точка балансирования в Великобритании является единственным (и условным) пунктом заключения сделок, то на рынке Северной Америки существует несколько пунктов заключения сделок (узлов), ориентирующихся на Хенри-Хаб в части базисных дифференциалов. Хотя теоретически они представляют собой аппроксимацию

затрат на транспортировку между Хенри-Хаб и альтернативным узлом, их значения вполне могут широко варьировать в зависимости от рыночной конъюнктуры. Так, например, для узла на входе в распределительную систему Бостона (Бостон-Сити-Гейт), как правило, характерен значительный положительный базисный дифференциал по сравнению с Хенри-Хаб, но он существенно выше на напряжённых рынках в зимний период, чем в летний. И одно из опасений сбытовиков, пытающихся поставить на региональный рынок слишком большие объёмы СПГ, заключается в базисном риске, т.е. опасности обвала базисного дифференциала в условиях избыточного предложения в регионе.

Заклѳченные на сегодняшний день договоры поставки СПГ на рынок США, по всей видимости, предусматривают получение поставщиком чистой экспортной цены *нетбэк* – так же, как и прежние пересмотренные контракты с Алжиром на поставку СПГ на терминалы в Эверетте и Лейк-Чарльз. Поэтому в контракты включена эталонная цена, например, цена Хенри-Хаб, и могут включаться базисные дифференциалы, если поставка осуществляется на рынок, обслуживаемый одним из других рыночных узлов. Цены могут корректироваться ежемесячно на основе котировок «заявочной недели»¹⁰⁸, или же с большей частотой – на основе либо ежедневных котировок, либо средней цены за несколько дней в интересах сглаживания неустойчивости цен.

Новым в ценообразовании на рынке Северной Америки является появление практики аукционных продаж на основе процентных долей от цены Хенри-Хаб. При этой системе участники торгов могут предлагать в качестве основы для расчѳта чистой экспортной цены (*нетбэк*) процентные доли от цены Хенри-Хаб. Такие процентные доли охватывают как затраты на регазификацию, так и базисный дифференциал. Процентные доли могут варьировать в диапазоне от 84% до 90% от котировки Хенри-Хаб. Кроме того, предпринимались попытки включить в некоторые контракты терминальный сбор и плату за услуги по сбыту продукции.

4.5.5.2. Великобритания

В настоящее время в Великобритании эксплуатируется только один терминал СПГ – Айл-оф-Грейн (*Isle of Grain*) – который принадлежит национальной сетевой компании National Grid, но сдан в аренду BP и Sonatrach. Оба пользователя мощностей поставляют на рынок объѳмы по системе самоконтрактования. Ещѳ два крупных терминала – Саут Хук (*South Hook*) и Дрѳгон (*Dragon*), расположенные в Милфорд-Хейвен (*Milford Haven*) в Уэльсе – находятся в стадии строительства. Совместными владельцами терминала Саут Хук являются ExxonMobil и Qatar Petroleum, и поэтому он будет использоваться для реализации газа из Катара по принципу самоконтрактования. Терминал Дрѳгон находится в собственности BG, Petronas и Petroplus. Предположительно, доля BG в терминале будет использоваться на началах самоконтрактования.

Существуют предложения о строительстве ещѳ нескольких СПГ-терминалов, которые могут быть реализованы или нет. С учѳтом того, что их инициаторами, судя по всему, являются независимые операторы терминалов, возможно, что такие терминалы будут эксплуатироваться на более гибкой договорной основе, требуемой для реструктуризованных

108. Трубопроводные мощности в США, как правило, резервируются на ежемесячной основе. Заявочная неделя – это период в конце месяца, когда грузоотправители, пользующиеся услугами трубопроводных компаний, подают заявки на перекачку своих объѳмов в следующем месяце.

газовых рынков. Можно предположить, что при этом будут использоваться чистые экспортные цены, рассчитываемые от эталонной цены Национальной точки балансирования.

Одной из серьёзных проблем, присущих формированию цен на СПГ на европейском рынке, является расширение взаимодействия между конкуренцией газа из разных источников в Великобритании и континентальной системой ценообразования с привязкой к цене нефти. Газопровод Interconnector между Бэктоном в Великобритании и Зебрюгге в Бельгии стал материализацией прямого контакта между этими двумя различными системами ценообразования. А это обеспечивает крупным участникам рынка в Континентальной Европе возможность арбитража цен спотовых и форвардных сделок на NBP.

Зебрюгге, являющийся береговым пунктом сдачи норвежского газа и приёмным терминалом СПГ, напрямую связан с рынком Великобритании через газопровод Interconnector. Ввиду того, что потребности Бельгии удовлетворяются за счёт традиционных поставок из Нидерландов и Норвегии, а также объёмов СПГ из Алжира, основные противоречия между механизмами ценообразования приходится именно на Зебрюгге. В ходе раунда по пересмотру цен поставок с месторождения Тролль в 2001 году обсуждался вариант включения в формулу импортной цены определённого элемента, который был бы привязан к цене IPE для NBP, с тем чтобы импортёры газа могли обслуживать крупных промышленных потребителей на континенте, поставляя газ по ценам, привязанным к IPE. При высоких ценах на NBP привлекательность такого решения уменьшается.

4.5.6. Выводы

История начального формирования цен на газ на каждом из ведущих рынков сжиженного природного газа оказала влияние на эволюцию ценообразования в сфере СПГ. Для тех рынков, которые развивались главным образом на основе импортных поставок, таких как Континентальная Европа и Северо-Восточная Азия, чрезвычайно важным инструментом были долгосрочные контракты, которые, по всей вероятности, сохраняют своё значение. Ценовые положения таких контрактов обычно предусматривали привязку к ценам сырой нефти или нефтепродуктов. При этом многие контракты допускают регулярные пересмотры формулы ценообразования. Однако на рынках, которые до недавнего времени в целом являлись самообеспеченными и где произошла реструктуризация газовой отрасли, как, например, в Северной Америке и Великобритании, основную роль играют краткосрочные контракты, а привязка ценовых формул к ценам на нефть встречается редко. Новые формирующиеся импортные рынки СПГ в Китае и Индии до начала 2000-х годов не имели истории ни установления импортных цен путём переговоров, ни свободной конкуренции между поставками собственного газа.

Рынки СПГ в различных районах мира находятся в состоянии значительной неопределённости, поскольку высокие цены на нефть и напряжённость на рынках СПГ заставляют отказываться от многих устаревших предпосылок, на основе которых традиционно составлялись договоры поставки СПГ. В настоящее время пересматриваются многие контракты, предусматривающие привязку к цене нефти, в интересах отражения новых условий, характеризующихся более высоким уровнем цен на энергоносители. Одновременно наблюдается всё большая тенденция к применению практики «самоконтрактования», когда продавцы в сфере добычи интегрируются в сферу сбыта и переработки и реализуют товар на условиях, характерных

для их рынков. Такая система является преобладающей в бассейне Атлантического океана, особенно в Северной Америке и Великобритании, но при этом её значение растёт и в Континентальной Европе. Противоречия между системами ценообразования на либерализованных и более традиционных, зависимых от контрактов, рынках газа обусловят ценовой арбитраж между Великобританией и континентальной частью Европы в связи с поставками по газопроводу Interconnector.

Глава 5

Общие ВЫВОДЫ



Глава 5: Общие выводы

В настоящем докладе рассматриваются механизмы формирования цен на нефть и газ с применением подходов, основанных на некоторых более специальных областях экономической теории – главным образом, теории транзакционных издержек, затрагивающей механизмы ценообразования и заключения договоров на открытых рынках, долгосрочные контракты и вертикальную интеграцию, теории конечности ресурсов, отражаемой в ренте Хотеллинга и Рикардо, и теории «принципал-агент». В этой связи проведён следующий анализ.

Теория транзакционных издержек предполагает, что сочетание торговых площадок, долгосрочных контрактов и вертикальной интеграции определяется технологией, структурой рынка и регулированием и изменяется по мере их развития. Геология и география обеспечивают общий контекст, однако влияние обеспеченности ресурсами меняется с развитием технологий, рынков и регулирования.

Для понимания различий в механизмах ценообразования важно знать, что со стороны предложения имеются два участника: владелец ресурсов – как правило, страна в лице национального правительства, принимающая решения по вопросам истощения её ресурсов, и добывающая компания, принимающая решения об инвестициях.

Решения о разработке ресурсов с целью их добычи остаются за владельцем ресурсов, и на таких решениях сказывается необходимость оптимизации ренты и других выгод от истощения невозобновляемых ресурсов. При условии достаточного предложения возможно формирование конкурентных ликвидных рынков, однако регулирование только в сфере переработки и сбыта будет оказывать влияние исключительно на спрос и его ценовую эластичность, особенно в решающем секторе электроэнергетики, лишь в редких случаях создавая конкуренцию в сфере предложения.

Для формирования мирового товарного рынка представляется необходимым наличие лишь небольших различий в затратах на транспортировку в сочетании с возможностью лёгкого переключения между пунктами назначения и источниками поставок. Это обеспечивает гибкость передачи ценовых сигналов, отражающих либо конкуренцию со стороны спроса на данный товар, либо – в случае его чрезмерного предложения – конкуренцию за потребителя среди поставщиков. Небольшие различия в затратах на транспортировку обеспечат единообразное ценообразование во всем мире. Кроме того, возможности повсеместного хранения товара и низкие удельные затраты способствуют приданию большей гибкости системе во временном разрезе и ведут к созданию торговых площадок.

(I) На рынке нефти сформировались все характеристики ликвидного товарно-сырьевого рынка:

С учётом высокой энергетической плотности нефти, затраты на её транспортировку и хранение являются наименьшими по сравнению с другими ископаемыми видами топлива, причём специфичность инвестиций в случае нефти низка, за исключением нефтепроводов, обеспечивающих транспортные связи со странами, не имеющими выхода к морю. Большая часть торговых операций с нефтью обслуживается танкерами, которые легко перенаправляются и затраты на перевозку на которых невелики по сравнению со стоимостью

нефти. Кроме того, нефть и нефтепродукты можно хранить в резервуарах независимо от их местонахождения опять же при относительно низком уровне затрат по сравнению со стоимостью нефти.

С учётом физических свойств нефти, в особенности её высокой энергетической плотности, может возникнуть вопрос, почему процесс становления нефти как товара, являющегося предметом мировой купли-продажи, занял столь длительное время. Это объясняется историей эволюции нефтяной отрасли и международной торговли нефтью.

В начале международной торговли нефтью её цены были, по существу, внутренними ценами вертикально интегрированных крупных нефтяных компаний. С крахом колониальной системы, в 1962 году в резолюции 1803 Организации Объединённых Наций и впоследствии в Статье 18 ДЭХ был заявлен суверенитет национальных государств над своими ресурсами. В середине 1970-х годов, когда страны ОПЕК взяли под свой контроль свои нефтяные ресурсы, торговля нефтью осуществлялась в рамках долгосрочных контрактов по официальным ценам реализации, которые устанавливались самими странами ОПЕК. Два крупных увеличения цен на нефть со стороны ОПЕК послужили стимулом к инвестициям как в меры по экономии нефти, так и в добычу нефти за пределами стран ОПЕК, что создало конкурентное давление и, в конечном счёте, вызвало падение цен на нефть в 1985-1986 годах, за которым последовало формирование нефтяного рынка, где цены на нефть устанавливаются на биржах. В условиях усилившейся конкуренции в сфере добычи нефти за рамками ОПЕК, формирование цен путём их установления странами ОПЕК стало более непригодным. Хотя ОПЕК своими решениями по-прежнему оказывает влияние на общий объём предложения и, тем самым, на рыночную цену, сам механизм ценообразования не подвластен влиянию ОПЕК. С тех пор на рынке нефти появились все характеристики мирового ликвидного товарно-сырьевого рынка.

В то время как цены на нефть устанавливаются мировым механизмом ценообразования, внутренние цены для потребителя находятся в сильной зависимости от внутренних акцизных сборов. Такие сборы влияют на объём спроса на национальном уровне, но не оказывают никакого воздействия на мировые цены на нефть помимо указанного влияния на спрос.

Динамика цен на нефть в период после 2000 года показывает, что наличия одного только ликвидного рынка недостаточно для создания давления к снижению цен в тех случаях, когда спрос является неэластичным и растёт. Хотя отчасти недостаток реакции со стороны предложения можно объяснить дефицитом инвестиций, возможность разработки ресурсов за счёт вложения средств лишь частично находится в руках инвесторов, ибо определяется прежде всего решениями владельцев ресурсов, т.е. правительствами богатых ресурсами стран.

(II) В отличие от этого, газ не превратился в мировой товар, и только в Северной Америке и, в меньшей степени, в Великобритании рынок газа сформировался как ликвидный региональный товарно-сырьевой рынок.

Рассмотрение в настоящем докладе возможных причин различия механизмов ценообразования в нефтяной и газовой отраслях позволяет предположить, что:

- a. различия в механизмах формирования цен на нефть и газ связаны с соответствующими физическими свойствами нефти и газа, в особенности различиями в их энергетической

плотности и обусловленной ими разницей в затратах на транспортировку и хранение продукции

- b. региональные различия между газовыми рынками в значительной мере определяются различиями в геологии и обеспеченности ресурсами, которые влияют на зависимость от импорта, структуру рынка, регулирование и ценообразование
- c. до сих пор цены на газ на ликвидных рынках продолжают следовать ценовым тенденциям энергоносителей, являющихся его субститутами
- d. различные механизмы ценообразования характерны для ликвидных рынков, долгосрочных контрактов и вертикальной интеграции (в последнем случае, например, в технологической цепочке СПГ) и до сих пор долгосрочные контракты остаются доминирующим инструментом в международной торговле газом. Изменения в технологиях, структуре рынков и условиях регулирования приведут к появлению нового баланса в применении таких механизмов в соответствующих регионах и на соответствующих рынках, но вряд ли повлекут за собой отказ от применения какого-либо из этих инструментов. Более того, в силу высокой капиталоемкости проектов в энергетическом секторе и высокой специфичности инвестиций в стационарную трубопроводную инфраструктуру, долгосрочные контракты, скорее всего, сохраняют свою важную роль.

Эти четыре аспекта, изложенные в пунктах (a)-(d) выше, поясняются далее следующим образом:

- a. Для ответа на вопрос о том, может ли – и если да, то каким образом – сформироваться мировой ликвидный товарный рынок газа, подобный рынку нефти, необходимо учитывать уровень технического развития, затраты на транспортировку и хранение, а также структуру отрасли.

Существенно меньшая энергетическая плотность газа по сравнению с нефтью и обусловленные этим различия в затратах на транспортировку и хранение являются решающим фактором, который объясняет, почему в мире не существует глобального рынка газа. Различия в местонахождении и времени добычи и потребления имеют гораздо большее значение для газа, чем для нефти, и представляют собой крупное препятствие гибкой торговле и слиянию региональных рынков в глобальный.

Газ характеризуется не только высокими удельными затратами на транспортировку и хранение, но и значительной специфичностью трубопроводного транспорта. Удельные затраты на транспортировку СПГ также высоки, но его транспортировка менее специфична, поскольку не существует каких-либо технических причин, по которым СПГ-танкеры было бы невозможно перенаправить в другие пункты назначения.

Гибкость возрастает с увеличением числа и мощности трубопроводов, расширяющими возможности поставки и отбора продукции, а также ввиду возможности перенаправления СПГ-танкеров в другие пункты назначения. Существенное сокращение затрат в технологической цепочке СПГ обеспечило рентабельность транспортировки СПГ из района Персидского залива на все газовые рынки даже ещё до повышения цен на энергоносители в период после 2000 года. Таким образом,

арбитражные сделки между регионами можно совершать путём перенаправления СПГ-танкеров в другие пункты назначения, однако для обеспечения привлекательности такого перенаправления различия в ценах должны быть существенно выше, чем в случае нефти. С учётом того, что для насыщения ликвидного рынка в США требуется значительный объём импорта СПГ, дополнительные мощности для СПГ создаются, исходя из высокой ликвидности американского рынка. В отличие от нефтяной отрасли, большинство СПГ-танкеров в договорном порядке закреплены за конкретными проектами, и незаконтрактowanych мощностей на рынке СПГ в абсолютном и относительном выражении намного меньше, чем на рынке нефти.

Кроме того, высокие затраты на хранение СПГ и природного газа предполагают объёмные и ценовые ограничения для выполнения международной торговлей СПГ функции передачи ценовых сигналов через арбитражные сделки. В результате не достигается столь же высокое, как на рынке нефти, единообразие уровней и динамики цен на газ между различными регионами.

Даже несмотря на то, что затраты в цепочке СПГ существенно сократились и СПГ начал функционировать как механизм, подающий ценовые сигналы, свободные спотовые операции с СПГ составляют лишь небольшую долю в общем объёме потребления газа, и торговая площадка для СПГ не сформировалась ни на стороне производства, ни на стороне получателей СПГ. Исходя из существующих тенденций, сложно представить себе формирование мировой торговой площадки для газа, сопоставимой с рынком нефти.

- b. Основными причинами региональных различий в механизмах формирования цены на газ для стран ОЭСР являются различия в (1) степени зависимости от импорта, (2) размерах месторождений, с которых поставляется продукция, (3) структуре и ценовой эластичности спроса на газ и (4) последствиях вышеизложенного в пп. (1)-(3) для регулирования как промысловых видов деятельности, так и переработки и сбыта, то есть вдоль всей энергетической цепочки. В странах, не входящих в ОЭСР, особенно в бывших советских республиках (5) механизмы ценообразования до сих пор сильно зависят от исторических и политических изменений, хотя при этом и наблюдается тенденция к ориентированному на рынок формированию цен.

- (1) Зависимость от импорта, т.е. вопрос о том, развивается ли газовая отрасль на основе отечественного или импортного газа, играет определяющую роль в части различий в механизмах ценообразования, сформировавшихся в различных регионах. Страны, где потребление газа основывается, главным образом, на собственной добыче, осуществляют регуляционный контроль над предложением (промысловая деятельность) и спросом (переработка и сбыт) и тем самым оказывают значительное влияние на механизм формирования цен на газ. В отличие от них, страны, зависящие от импорта, практически не имеют влияния на регулирование в сфере предложения.

Основные решения в сфере предложения, сказывающиеся на балансе предложения и спроса, принимаются владельцами ресурсов в силу их суверенитета над национальными ресурсами. Такие решения прямо или косвенно определяют объёмы и темпы разработки их ресурсов. Обладающие ресурсами страны будут стремиться к оптимизации выгод от истощения своих

ресурсов. В случае внутреннего потребления ресурсов некоторые страны могут не применять ресурсную ренту (надбавку за истощение ресурсов), поскольку ресурсы используются на их собственное благо. Однако дело не всегда обстоит именно таким образом: правительство Нидерландов установило надбавку за истощение ресурсов и внутри страны, введя концепцию рыночной стоимости, определявшейся использованием видов топлива, альтернативных газу.

Что же касается экспорта газа, то понятная цель стран-экспортёров газа заключается в максимальном увеличении получаемой ими ресурсной ренты от экспорта газа (за исключением особых случаев, когда цены удерживаются на низком уровне по политическим причинам и когда можно ожидать наличия эквивалентной политической «задолженности», подлежащей оплате стране-экспортёру). Вместе с тем, верхний предел цены на экспортную продукцию зависит от конкурентного положения на экспортном рынке, которое определяется конкуренцией с альтернативными энергоносителями на целевом рынке и, возможно, конкуренцией с внутренними поставками газа или экспортными поставками газа из других источников. Такой верхний предел цены регулируется в рамках концепции чистых экспортных цен (*нетбэк*), предполагающей привязку к стоимости замещения в стране-импортёре. Для стран, обладающих крупными ресурсами, в особенности если они сосредоточены в небольшом количестве сверхгигантских месторождений, темпы истощения запасов и выхода на рынок являются ещё одним важным элементом, который им необходимо учитывать в своей экспортной стратегии. Такие элементы регулировались концепцией долгосрочных контрактов с минимальными обязательствами по оплате и ценообразованием по стоимости замещения на основе принципа *нетбэк*. Эта концепция была разработана для реализации groningenского газа и послужила прототипом для всех долгосрочных экспортных контрактов на поставки в страны ЕС Континентальной Европы.

Механизм формирования цен на импортный газ находится за рамками прямого регулирования стран-импортёров. Страны-импортёры могут попытаться оказать влияние на экспортное ценообразование посредством конкурентного давления, особенно при наличии крупной доли отечественной добычи, или путём диверсификации. Они могут воспользоваться наличием конкурирующих проектов по импорту или же фактическим или предполагаемым избыточным предложением, как в случае Гуандунского проекта СПГ в Китае или пересмотра контрактов на поставки СПГ в Японию, которое завершилось формированием ценообразования, осуществляемого в соответствии с «S-образной кривой».

- (2) Размер месторождения также имеет значение для механизма ценообразования и заключения контрактов. Страны с большим количеством малых месторождений могут оптимизировать свою ресурсную ренту за счёт применения надлежащего режима лицензирования или СРП или же при помощи соответствующего режима налогообложения, при котором вопросы разработки и истощения запасов определяются индивидуальными добывающими компаниями, нацеленными на максимизацию прибыли. В этом случае влияние правительства на политику в части истощения запасов является косвенным и оказывается, главным образом, в рамках проводимой им политики лицензирования. Однако страны со

сверхгигантскими (или гигантскими) месторождениями также следят за темпами истощения месторождений и объёмами реализации во избежание наводнения экспортных рынков, с которыми они связаны стационарной инфраструктурой, продукцией с таких месторождений, разрабатываемых слишком быстрыми темпами. От таких соображений в особенности зависит позиция в отношении применения газа в электроэнергетике.

Контракты с обязательствами по минимальной оплате призваны не только обеспечивать защиту крупных объёмов инвестиций начального периода в добычу газа и газовую инфраструктуру, но и резервировать конкретный объём ресурсов (для экспорта) в обмен на выделение определённой доли рынка в стране-импортёре. Контракты с обязательствами по минимальной оплате создают крупные стимулы для обеих сторон к недопущению чрезмерного затоваривания рынка.

Страны-экспортёры будут стремиться к максимизации своих рентных поступлений за счёт сочетания спотовых продаж или самоконтрактования на ёмких и ликвидных рынках и реализации оговоренных долгосрочных объёмов в рамках долгосрочных контрактов на других рынках, сохраняя определённое влияние на общий объём реализуемой продукции. На рынке продавца, характеризующемся сильным конкурентным спросом, арбитражные сделки – между Великобританией и остальными странами ЕС, и с СПГ, главным образом, в пределах Атлантического бассейна – будут в основном передавать ценовые сигналы, обусловленные высоким спросом.

- (3) Цены определяются также и спросом. Основным фактором для ценовой эластичности спроса на газ является спрос на газ для электроэнергетики. Он широко варьируется от страны к стране, поскольку национальная политика отдельных государств в области электроэнергетики зависит от их обеспеченности собственными ресурсами для выработки электроэнергии и обусловленного этим фактором регулирования.

Спрос на газ для отопления характеризуется малой эластичностью по цене, но в значительной степени зависит от температуры наружного воздуха. Газ, предназначенный для коммерческого использования и для мелких и средних промышленных предприятий, весьма неэластичен по цене в краткосрочной перспективе, если не установлено оборудование, позволяющее использовать два вида топлива. В более долгосрочной перспективе большинство потребителей могут переключаться на газойль или мазут, вложив средства в новое оборудование. Таким образом, представляется логичным, что цена на котельно-печное топливо, в конечном счёте отражающая определённые инвестиции, является верхним пределом цен на газ, и до тех пор пока газ будет несколько дешевле нефтепродуктов, он будет выбираться в качестве топлива для стационарного применения.

В целом, когда цена на газ ниже по сравнению с его субститутами, общая величина затрат будет зачастую также ниже. Иная ситуация наблюдается в электроэнергетике, где конкурирующим видом топлива в краткосрочной и

долгосрочной перспективе нередко является уголь. С учётом значительных различий в инвестициях в угольные ТЭС и парогазотурбинные установки, средние затраты на такие турбоустановки могут быть ниже по сравнению с выработкой электроэнергии на угле. Вместе с тем, в краткосрочной перспективе в тех случаях, когда газу приходится конкурировать, он должен конкурировать по предельным издержкам с углём, в результате чего цена на газ оказывается ниже, чем в других секторах. А это лишает страны-экспортёры стимулов к наращиванию объёмов реализации газа в электроэнергетике, поскольку создает опасность подрыва уровня цен в неэластичных сегментах рынка.

С другой стороны, эластичный по цене и ёмкий спрос на газ в электроэнергетике способен поглощать крупные объёмы газа по цене, обеспечивающей равновесие спроса и предложения. Это можно проиллюстрировать на примере газа с КШВ, от которого производители стремятся избавиться даже в летний период, поскольку добыча газа связана с добычей высокоценных конденсатов (на газоконденсатных месторождениях) или нефти (в случае присутствия в ней растворённого газа). Подключение спроса электроэнергетического сектора, тем самым, обеспечит ценовую эластичность спроса, которая увеличивается в летний период, однако когда спрос на газ в зимний период является пиковым, эластичность спроса со стороны электроэнергетики уменьшается ввиду загрузки большей части мощностей электростанций, ограничивающей возможности топливной оптимизации.

Данные, рассматриваемые в настоящем исследовании, позволяют предположить, что сформировавшиеся на сегодняшний день ликвидные рынки газа базируются на ликвидных рынках электроэнергии, что, в свою очередь, произошло, как представляется, главным образом в странах, обладающих отечественными запасами и угля, и газа (таких, как США, Великобритания, Австралия).

- (4) Аспекты, изложенные в пп. (1)-(3), оказывают следующее влияние на регулирование газовой отрасли и формирование механизмов ценообразования:

Для стран, испытывающих зависимость от импорта, регулирование промышленной деятельности находится вне пределов досягаемости. Центральным вопросом регулирования в этой сфере является политика в области истощения ресурсов – главным образом, его темпы и взимание ренты владельцем ресурсов. В сфере же переработки и сбыта главными являются концессии на реализацию газа, доступ к инфраструктуре (которая нередко квалифицируется в качестве субъекта естественных монополий) и сегментирование интегрированных газовых компаний. Наиболее важное влияние на объём и ценовую эластичность спроса на газ оказывают политика и регулирование в области электроэнергетики.

Для стран, использующих газ для удовлетворения внутренних потребностей и для экспорта, вопрос заключается в том, следует ли применять принципы экспортного ценообразования и внутри страны (что было прямо сделано в Нидерландах и более опосредованно в Канаде), и если это не делается (как в большинстве стран-экспортёров газа, не являющихся членами ОЭСР) – как поступать с обусловленными этим различиями между внутренними и экспортными ценами. И наоборот,

для стран, зависящих от импорта, но со значительными объёмами внутренней газодобычи, вопрос состоит в том, как устанавливать цены на отечественную продукцию: избегать ценовых различий за счёт их адаптации к уровню цен, установленных для импортного газа или находящихся под их влиянием (как в США, Великобритании, Германии, Франции и Италии) или же использовать более дешёвый отечественный газ для сокращения средних затрат на газоснабжение, либо выделять отечественный газ для снабжения особых категорий потребителей (как это делается в некоторых странах бывшего СЭВ; в прошлом такая политика проводилась и в США во времена контроля над ценами).

Дерегулирование в США / Канаде началось с упразднения контроля за ценами на отечественный газ, что позволило устранить искусственные ограничения на доходы производителей. В дальнейшем это было подкреплено введением практики доступа третьих сторон, которая устранила препятствия в части реализации газа.

В Великобритании также были решены проблемы в области предложения и спроса – за счёт упразднения монополии British Gas на закупки у производителей и её монополии на продажи потребителям, и за счёт установления доступа третьих сторон. Одновременно с этими изменениями был сформирован регулирующий орган и осуществлено дерегулирование электроэнергетики как крупнейшего дополнительного потенциального рынка газа.

Таким образом, начало процесса либерализации и в США, и в Великобритании было связано с проблемами в области регулирования промысловых видов деятельности: цены на устье скважины в США и издержки монополии в Великобритании. Другим странам не суждено было познать такую широту регуляционного влияния ввиду отсутствия природных ресурсов.

Положение в Континентальной Европе определяется реформой в области регулирования на уровне ЕС и национальной политикой стран. Однако такая реформа ограничивается сферой спроса: отказ от эксклюзивных концессий, снятие запрета на применение газа в электроэнергетике, установление обязательного доступа третьих сторон и организационно-правовое разделение компаний. ЕС не оказывает прямого влияния на регулирование поставок в Европу природного газа на стороне предложения; у ЕС имеются ограниченные регуляционные возможности в этой области, и основные поставщики ЕС – за исключением Норвегии – в любом случае находятся за пределами регуляционного пространства ЕС. Возможность влиять на поставщиков ограничивается для ЕС его привлекательностью как экспортного рынка; это может способствовать привлечению большего числа поставщиков, поощряя тем самым развитие конкуренции, даже несмотря на то, что число потенциальных новых поставщиков ограничено.

- (5) В некоторых случаях на международных механизмах ценообразования могут сказываться политические соображения: для некоторых импортёров правительство страны-экспортёра может устанавливать более низкие экспортные цены (тем самым отдавая государству-потребителю часть своей ресурсной ренты) в обмен на политическое сотрудничество, как это имело место во взаимоотношениях между Советским Союзом и другими странами СЭВ, а также между Россией и некоторыми

бывшими советскими республиками. Такой экспорт изначально осуществлялся в рамках согласованного централизованного планирования – газ поставлялся по льготным или условным ценам зачастую в качестве компенсации за участие в сооружении газопроводной инфраструктуры или услуги по транзиту. В настоящее время такая система меняется в направлении разделения договоров поставки и транзита и применения механизма ценообразования, в основе которого лежит цена газа на основных рынках ЕС, приведённая к границе соответствующей страны-импортёра путём вычета затрат на транспортировку. Данный процесс в 1990-х годах происходил в Центральной Европе и балтийских государствах, а начиная с 2005 года наблюдается и в отношениях России с другими бывшими советскими республиками. Объявленная Газпромом цель сводится к достижению к 2011 году финансовых результатов экспорта в бывшие советские республики на том же уровне, что и в отношении экспорта газа в ЕС.

- c. Кроме того, использование газа на ликвидных рынках по-прежнему обусловлено краткосрочной и более долгосрочной конкуренцией с альтернативными энергоносителями, благодаря которой устанавливаются верхние пределы цены (с такими как газойль и дистилляты, замещающие газ в индивидуальном отоплении или, в краткосрочной перспективе, в производстве электроэнергии) и, наоборот, могут устанавливаться нижние пределы цены, обеспечивающей равновесие спроса и предложения, при наличии достаточного спроса на субституты (как в случае угля для применения в электроэнергетике Великобритании). Это не исключает колебания цен на газ выше уровня цены субститута ввиду образования временных «узких» мест и мощностных ограничений, которые можно урегулировать только за счёт инвестиций, требующих времени. По существу, сопоставимая динамика цен на газ и нефтепродукты по-прежнему наблюдается в Северной Америке и Великобритании, даже несмотря на то, что там отказались от привязки импортных цен на газ к ценам нефтепродуктов.

Ликвидные рынки должны быть способны направлять газ в те секторы, где он будет реализовываться по максимальной стоимости, оборотной стороной чего является так называемое разрушение спроса, которое наблюдалось в США, откуда «ушли» такие высокочувствительные к цене на газ отрасли, как производство аммиака и другие газопотребляющие отрасли нефтехимии.

- d. С изменением технологий, рыночной конъюнктуры и регулирования складывается новый баланс между механизмами ценообразования ликвидных рынков, долгосрочных контрактов и вертикальной интеграции. Ликвидные рынки сформировались там, где этому благоприятствовали условия (отечественные запасы, разрабатываемые на большом числе малых месторождений), и в настоящее время они обеспечивают эталонные цены для спотовых сделок и самоконтрактования в международной торговле газом. Новым элементом международной торговли газом является применение практики самоконтрактования – главным образом, в сфере СПГ – как новой формы вертикальной интеграции.

Долгосрочные контракты работали к удовлетворению обеих сторон – стран, зависящих от импорта, и стран-экспортёров, связанных специфичной инфраструктурой, и адаптировались к существенным изменениям последних десятилетий. Они остаются доминирующим инструментом в международной торговле газом. Пока сохраняется

значение специфичности инвестиций и решений по вопросам торговли, долгосрочные контракты, по всей вероятности, будут продолжать доминировать. Кроме того, как показывает опыт, долгосрочные контракты и ликвидные рынки могут сосуществовать друг с другом, даже если ранее изолированные торговые площадки в настоящее время связаны между собой арбитражными операциями без образования единой мировой торговой площадки. Однако пока в мире сохраняется дефицит на поставки газа, арбитраж будет обеспечивать скорее развитие конкуренции между потребителями газа, что вряд ли будет способствовать снижению цен на газ и удерживанию их на уровнях ниже цен на его субституты.

Библиография



Библиография

Литература на английском языке

1. Adelman M.A., *World Oil Production & Prices 1947-2000*, in Quarterly Review of Economics and Finance (2002).
2. American Petroleum Institute, *Nuclear Energy and the Fossil Fuels*, in Drilling and Practice (1956).
3. *Annual Report* of the National Energy Board of Canada 1974.
4. Balkan and Black Sea Petroleum Association, *BBSPA Comments and Statements on Recent Gas Price Increase in CIS Countries, Bulgaria and Romania*, at <<http://www.bbspetroleum.com>> (visited 24 January 2007).
5. Bindemann K., *Production Sharing Agreements: An Economic Analysis*, WPM 25 (Oxford Institute for Energy Studies, October 1999).
6. Blinn K.W., Duval C., Le Leuch H., Pertuzio A., International Petroleum Exploration & Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects (Barrows Company Inc., 1986).
7. British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy (2004).
8. British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy (2005).
9. Brunwasser M., *Bulgaria Rejects Bid for New Gas-transit Contract* in International Herald Tribune, accessible at <<http://www.rusnet.nl/news/2006/01/16/currentaffairs02.shtml>> (visited 3 April 2006).
10. Celli R., Distefano F. and Riis-Madsen C., *Commission Takes Further Action to Speed up Opening of Energy Markets*, in Global Competition Review (2007).
11. Chevalier J.-M., Le Nouvel Enjeu Pétrolier (Calman-Levy, Paris, 1973).
12. Coase R.H., *The Problem of Social Cost*, in Journal of Law & Economics 3 (1960), at <<http://www.sfu.ca/~allen/CoaseJLE1960.pdf>> (visited 24 January 2007).
13. Correljé A., van der Linde C. and Westerwoudt T., Natural Gas in the Netherlands: From Cooperation to Competition? (Oranje-Nassau Groep, 2003).
14. Dahl C., International Energy Markets (PennWell, 2004).
15. DeAnne J. and Afsaneh M., The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy (Oxford University Press for Oxford Institute for Energy Studies, 1990).
16. Decision of the Supreme Court of the United States: *Ruhrgas AG v. Marathon Oil Co.*, 526 US 574, 585 (1999).
17. Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC, Official Journal of the European Union L 176/57 15.7.2003.

18. Endres A. and Querner I., Die Ökonomie natürlicher Ressourcen, Kohlhammer (2000).
19. ESMAP (Joint UNDP / World Bank Energy Sector Management Assistance Programme), *Long-term Gas Contracts: Principles and Applications*, Paper ESM 152 (January 1993).
20. ESMAP (Joint UNDP / World Bank Energy Sector Management Assistance Programme), *Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects*, Technical Paper 035 (June 2003).
21. European Commission, *Press-release on Territorial Destination Clauses with Gazprom and ENI*, IP/03/1345 (6 October 2003).
22. European Commission, *Energy Dialogue with Russia: Update on Progress*, Staff Working Paper SEC (2004) 114, Annex 6 (28 January 2004).
23. European Commission, *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*, SEC (2006) 1724 (Brussels, 10 January 2007), accessible at <http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/fr_part1.pdf> (visited 24 January 2007).
24. OAO Gazprom, *Transition to the Market Principles of Cooperation with the Former Soviet Union Republics. Operations in International Gas Markets. Diversification of Gas Export*, at <<http://www.gazprom.ru/articles/article19812.shtml>> (visited 24 January 2007).
25. Hartwick J.M. and Olewiler N.D., The Economics of Natural Resource Use (2nd edition, Addison Wesley, 1997).
26. Hayes M.H., *Algerian Gas to Europe: the Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects*, Working Paper no. 27 (Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University and James A. Baker III Institute for Public Policy Energy of Rice University, 2004).
27. Hubbert M.K., *Energy From Fossil Fuels*, in 103-109 *Science*, vol. 109 (4 February 1949).
28. Hull J., Options, Futures and Other Derivatives (5th edition, Prentice Hall, 2003).
29. Konoplyanik A.A., series of articles on international oil market developments published in 'The Oil of Russia' magazine ('Нефть России') in 1999-2001.
30. Konoplyanik A.A., *Energy Security and the Development of International Energy Markets*, in Energy Security: Managing Risk in a Dynamic Legal Environment (B. Barton, C. Redgwell, A. Ronne and D.N. Zilman, eds., International Bar Association / Oxford University Press, 2004).
31. Konoplyanik A.A., *Russian Gas to Europe: From Long-term Contracts, On-border Trade, Destination Clauses and Major Role of Transit to ...?*, in 282-307 *JENRL* vol. 23, no. 3 (2005).
32. Meadows D.H. et al., The Limits to Growth (Universe Books, 1973).
33. Ministry of Petroleum and Energy, Norwegian Petroleum Directorate, *FACTS, the Norwegian Petroleum Sector 2005*, at <<http://www.npd.no/NR/rdonlyres/537038C7-8181-4662-995E-F8FAE12919E7/0/Facts2005.pdf>> (visited 12 February 2007).
34. Nash J., *Non-cooperative Games*, in *Annals of Mathematics*, vol. 54, no. 2 (September 1951).
35. OECD / IEA, Energy Policies of IEA Countries: United Kingdom 2002 Review (IEA, 2002).

36. OECD / IEA, World Energy Investment Outlook 2003 (IEA, 2003).
37. OECD / IEA, Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point (IEA, 2004).
38. OECD / IEA, World Energy Outlook 2004 (IEA, 2004).
39. OECD / IEA, *Oil Market Report: User's Guide and Annual Statistical Supplement* (IEA, 2005).
40. OECD / IEA, World Energy Outlook 2005 (IEA, 2005).
41. OECD / IEA, *Oil Market Report* (IEA, Monthly, 2006).
42. OECD / IEA, *Oil Market Report: Medium-term Oil Market Report* (IEA, 2006).
43. OECD / IEA, *Oil Market Report: User's Guide and Annual Statistical Supplement* (IEA, 2006).
44. OECD / IEA, World Energy Outlook 2006 (IEA, 2006).
45. OECD / IEA, *Oil Market Report* (IEA, March 2007).
46. Ramsey F., *A Contribution to the Theory of Taxation*, in 47-61 *Economic Journal*, vol. 37, no. 145 (1927).
47. Rech O., *Oil Market and Prices*, in ENSPM (2003).
48. Roncaglia A., The International Oil Market (M.E. Sharpe, Inc., Armonk New York, 1985).
49. Sano K., *Financial Instruments in the Oil Market*, in *Oil and Gas Review* (JOGMEC, 2006).
50. Tugendhat C. and Hamilton A., Oil: the Biggest Business (Eyre Methuen, London, 1975).
51. Wallin T. and Joseph I., *International Crude Oil Market Handbook*, in PIW (1997).
52. Williamson O.E., The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting (New York, The Free Press, 1985).
53. Wright P., Gas Prices in the UK: Markets and Insecurity of Supply (Oxford University Press for Oxford Institute for Energy Studies, 2006).
54. Yergin D., The Prize: the Epic Quest for Oil, Money and Power (Simon & Schuster, New York-London-Toronto-Sydney-Tokyo-Singapore, 1991).
55. Zajac E.E., Political Economy of Fairness (The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London, England, 1995).

Литература на русском языке

56. Конопляник А.А., *Основные виды и условия соглашений, действующих в нефтяной промышленности капиталистических государств между ТНК и принимающими странами*, 3-23 Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ), Приложение no. 10 (1989).
57. Конопляник А.А., Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России) (Москва, Издательство Института Народногохозяйственного Прогнозирования Российской Академии Наук, 2000).
58. Конопляник А.А., Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности (Москва, Нестор Академик Паблишерз, 2004).
59. Конопляник А.А., *Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ)*, 43-49 Нефть, газ и право no. 3 (2006), 37-47 Нефть, газ и право no. 4 (2006).

Список сокращений



Список сокращений

АО	акционерное общество
АРА	Амстердам-Роттердам-Антверпен
АЭС	атомная электростанция
БТД	трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан
БТЕ	британская термальная единица (мера измерения энергии)
В/О	внешнеторговое объединение
ГДж	гигаджоуль = 10^9 джоулей = 238 Мкал = 0,278 МВт.ч = 948 млн. БТЕ
ГДР	Германская Демократическая Республика
г/п	газопровод
ДЭХ	Договор к Энергетической Хартии
ЕС	Европейский Союз
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
кВт*ч	киловатт в час
КПГ	компримированный (сжатый) природный газ
КПД	коэффициент полезного действия
КТК	Каспийский трубопроводный консорциум
КШВ	континентальный шельф Великобритании
млн. барр.	миллион баррелей
мб/д	миллион баррелей в день
млн. БТЕ	миллион (10^6) британских тепловых единиц
млн. т н.э.	миллион тонн нефтяного эквивалента
млрд./м ³	миллиард (10^9) кубических метров
млрд./м ³ в год	миллиард (10^9) кубических метров в год
МТБЭ	метилтретбутиловый эфир
МЭА	Международное энергетическое агентство
НАК	национальная акционерная компания
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
НТП	научно-технический прогресс
ОАО	открытое акционерное общество

Список сокращений

ОАПЕК	Организация арабских стран-экспортёров нефти
ОАЭ	Объединённые Арабские Эмираты
ООО	общество с ограниченной ответственностью
ООН	Организация Объединённых Наций
ОПЕК	Организация стран-экспортёров нефти
ОЭСР	Организация экономического сотрудничества и развития
ПГ	парниковые газы
ПРООН	Программа развития Организации Объединённых Наций
СИФ	стоимость, страхование, фрахт (CIF)
СНГ	Содружество Независимых Государств
СПГ	сжиженный природный газ
СРП	соглашение о разделе продукции
СССР	Союз Советских Социалистических Республик
США	Соединённые Штаты Америки
СЭВ	Совет экономической взаимопомощи (СССР и другие социалистические страны, главным образом расположенные в Восточной Европе)
т.н.э.	тонна нефтяного эквивалента
т.у.т.	тонна условного топлива (угольный эквивалент)
ТЭС	тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
ФОб	франко-борт судна (FOB)
ШФЛУ	широкая фракция лёгких углеводородов

API	<i>American Petroleum Institute</i> – Американский нефтяной институт
BBL	трубопровод Балгзанд (Нидерланды) – Бэктон (Великобритания)
BBSPA	Balkan and Black Sea Petroleum Association
BG	В виде сокращения, обозначающего существовавшую ранее компанию – British Gas Как самостоятельное название – обозначает газовую компанию, выделившуюся из British Gas в ходе реструктуризации британской газовой отрасли
BP	British Petroleum
CBOT	<i>Chicago Board of Trade</i> – Чикагская товарная биржа
CFTC	<i>Commodity Futures Trading Commission</i> – Комиссия по биржевой торговле сырьевыми товарами (США)
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
DG COMP	<i>Directorate-General for Competition</i> – Генеральный директорат Европейской комиссии по конкуренции
DOE/EIA	<i>Department of Energy / Energy Information Administration</i> – Администрация энергетической информации при Департаменте энергетики США
EFP	<i>Exchange for Physicals</i> – обмен фьючерсных позиций на физические поставки
EGAS	Egyptian Natural Gas Holding Company
ELNG	совместное предприятие по эксплуатации первого СПГ-завода в Египте (Egyptian LNG)
ENAGAS	Empresa Nacional del Gas (Испания)
ENSPM	Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs (Франция)
ESMAP	Совместная программа ПРООН / Всемирного банка по оказанию помощи в управлении энергетикой (Joint UNDP / World Bank Energy Sector Management Assistance Programme)
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> – Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики (США)
FLAGS	газопроводная система Far North Liquids and Associated Gas System (в северной части КШВ)
FPC	<i>Federal Power Commission</i> – Федеральная энергетическая комиссия (США) (предшественница FERC)
GdF	Gaz de France
GFU	Комитет по переговорам в сфере газа (по вопросам экспорта норвежского газа)

Список сокращений

HFO	тяжёлый мазут
IE	<i>International Petroleum Exchange</i> – Международная нефтяная биржа
IPE BWAWE	средневзвешенные котировки по <i>Brent (Brent Weighted Average)</i> на Международной нефтяной бирже <i>International Petroleum Exchange</i>
JCC	<i>Japan Crude Cocktail</i> – «японская нефтяная корзина»
JODI	<i>Joint Oil Data Initiative</i> – Совместная инициатива в области данных о нефти
LFO	лёгкое котельно-печное топливо
NAM	<i>Nederlandse Aardolie Maatschappij</i> – совместное предприятие по разведке и добыче нефти и газа в Нидерландах, учреждённое BPM (Shell) и Standard Oil Company of New Jersey (Exxon)
NBP	<i>National Balancing Point</i> – Национальная точка балансирования (Великобритания)
NEB	<i>National Energy Board</i> – Национальный энергетический совет (Канада)
NYMEX	<i>New York Mercantile Exchange</i> – Нью-Йоркская товарная биржа
Offer	<i>Office of Electricity Regulation</i> – Управление по регулированию электроэнергетики (Великобритания)
Ofgas	<i>Office of Gas Supply</i> – Управление газоснабжения (Великобритания)
Ofgem	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i> – Управление по газу и электроэнергии (Великобритания)
PIW	издание <i>Petroleum Intelligence Weekly</i>
RUE	RosUkrEnergо (зарегистрированное в Швейцарии совместное предприятие – экспортёр газа из России и Центральной Азии в Украину)
SDFI	<i>state direct financial interest</i> – непосредственное финансовое участие государства (Норвегия)
SEP	<i>Samenwerkende Electriciteits Productiebedrijven</i> – электроэнергетическая компания в Нидерландах
SGE	В/О «Союзгазэкспорт» (организация в СССР для осуществления внешнеторговых операций с газом, предшественница ООО «Газэкспорт» / ООО «Газпромэкспорт»)
SIMEX	<i>Singapore International Monetary Exchange</i> – Международная валютная биржа Сингапура
USGS	<i>United States Geological Survey</i> – Геологическая служба США
VNG	Verbundnetz Gas AG (Германия)
WACOG	<i>Weighted Average Cost of Gas</i> – средневзвешенная стоимость газа (в США и Великобритании)

WIEE	Wintershall Erdgas Handelshaus Zug AG, зарегистрированное в Швейцарии совместное предприятие между Wintershall Holding AG (Кассель) и российским ОАО «Газпром», которое основной упор в своей деятельности делает на рынках, расположенных к востоку от Германии
WINGAS	зарегистрированное в Германии совместное предприятие между Wintershall Holding AG (Кассель) и российским ОАО «Газпром», которое основной акцент в своей деятельности делает на немецком рынке
WTI	нефть марки <i>West Texas Intermediate</i>
WTS	нефть марки <i>West Texas Sour</i>

Глоссарий терминов



Глоссарий терминов

Автомобиль с гибкой топливной системой <i>Flex-fuelled car</i>	Автомобиль, способный работать на этаноле или бензине или же на их смеси
Американский опцион <i>American (option)</i>	Биржевой термин. Опцион, который может быть исполнен его держателем в любое время вплоть до даты истечения срока действия контракта
Антитрестовский закон Шермана от 1890 года <i>Sherman Anti-trust Act of 1890</i>	Закон США, согласно которому монополии объявлялись вне закона; именно на основании этого закона был в 1911 году осуществлён раздел рокфеллеровской Standard Oil Company
Арбитраж <i>Arbitrage</i>	В контексте торговых операций – использование ценовых различий между двумя географическими точками или двумя моментами времени
Арбитражёры <i>Arbitrageurs</i>	Участники коммерческих операций, открывающие компенсирующие позиции в отношении двух или более инструментов с целью обеспечения прибыли
Базисные дифференциалы <i>Basis differentials</i>	Различия в ценах на газ на двух разных торговых узлах
Биржа <i>Exchange</i>	Организованный рынок (торговая площадка), на котором коммерческие операции совершаются в соответствии с установленными правилами
Биржевое ценообразование <i>Exchange-based pricing</i>	Ценообразование на основе цен, устанавливаемых на бирже
Биржевой Brent <i>IPE Brent</i>	Сорт сырой нефти <i>Brent</i> , торги по которому проходят на Международной нефтяной бирже (IPE) в Лондоне, фьючерсный рынок (см. <i>Dated Brent</i> и 15-дневный <i>Brent</i>)
«Бросок к газу» <i>Dash for gas</i>	Рост спроса на газ, обусловленный его применением для выработки электроэнергии в Великобритании в 1990-е годы
Бэквардейшн <i>Backwardation</i>	Состояние фьючерсного рынка, когда цены на фьючерсные контракты снижаются по мере отдаления срока поставки

Валовая стоимость нефтепродуктов <i>Gross product worth</i>	Общая стоимость продуктов переработки нефти
Вероятные запасы <i>Probable reserves</i>	Оцененное количество нефти или газа, на которое указывают геологические и технические данные; подкатегория «возможных запасов»
Внебиржевая <i>Over-the-counter (OTC)</i>	Внебиржевой является двусторонняя сделка, совершаемая за рамками официальной биржи
Возможные запасы <i>Possible reserves</i>	Оцененное количество нефти или газа, вывод о котором сделан на основе геологических и технических данных
Высшая теплотворная способность (теплотворность) <i>Gross calorific value</i>	Энергия, высвобождающаяся при сгорании топлива, включая теплоту парообразования воды, выделившейся в ходе реакции горения
«Газовый пузырь» <i>Gas bubble</i>	После окончательного дерегулирования газового рынка в США более высокие уровни цен стимулировали разведку и одновременно способствовали ослаблению спроса, создав долгосрочный избыток предложения, который получил название «газовый пузырь»
Гигантское месторождение <i>Giant field</i>	Нефть: свыше 500 млн. баррелей извлекаемых запасов; газ: свыше 3 трлн. куб. футов (85 млрд. м ³) извлекаемых запасов
Гидрокрекинг <i>Hydrocracking</i>	Тип операций по переработке нефти. Гидрокрекинг аналогичен каталитическому крекингу, но отличается применением водорода и более высокого давления. Процесс гидрокрекинга обеспечивает превращение тяжёлой нефти (компонентов нефтепродуктов используемых на топливные нужды) в более лёгкие и более ценные нефтепродукты (т.е. в нефту и средние дистилляты)
Гидроскимминг <i>Hydroskimming</i>	Базовый тип операций по переработке нефти, предполагающий разделение компонентов сырой нефти при атмосферном давлении путем нагрева, конденсирования и охлаждения. Нефтеперерабатывающие заводы, работающие по технологии гидроскимминга, оборудованы установками для атмосферной перегонки, реформинга нефти и гидродесульфурации
Главные компании <i>Majors</i>	Основные нефтяные компании, как правило, «Семь сестёр»

Дата истечения <i>Expiration date</i>	Дата истечения прав по опциону (или иных договорных прав)
Датированный Brent <i>Dated Brent</i>	Сорт сырой нефти <i>Brent</i> , торги по которой проходят на спотовом рынке. Только партии нефти <i>Brent</i> с датой поставки не более 15 дней продаются на спотовом рынке (см. 15-дневный <i>Brent</i> и <i>IPE Brent</i>)
«Двухбазовое» ценообразование <i>Two-base pricing</i>	Формула ценообразования (1947-1971 гг.), в соответствии с которой международная цена нефти в любом пункте сдачи в мире за пределами США рассчитывалась как цена FOB Мексиканский залив плюс стоимость (фактическая или фиктивная) фрахта до пункта сдачи: (а) из Мексиканского залива – для пунктов сдачи, расположенных к западу от «нейтральной точки» и (b) из Персидского залива – для пунктов сдачи, находившихся к востоку от «нейтральной точки»
Двухтопливное оборудование <i>Dual-firing equipment</i>	Оборудование, способное работать на двух альтернативных видах топлива
«Длинная» позиция <i>Long (position)</i>	Сторона занимает «длинную» позицию на фьючерсном рынке, когда она соглашается покупать базовые активы на определённую дату в будущем по определённой установленной цене
Доказанные запасы <i>Proved reserves</i>	Доказанные запасы представляют собой те количества нефти или газа, которые на основе анализа геолого-технических данных могут быть с достаточной степенью определённости квалифицированы как перспективно извлекаемые в промышленных масштабах начиная с определённого момента времени из известных коллекторов при существующих экономических условиях, методах эксплуатации и системе государственного регулирования
Долгосрочный контракт <i>Long-term contract</i>	Договорные взаимоотношения между двумя сторонами за рамками единичной сделки с минимальным сроком действия, как правило, не менее одного года до 20 лет и дольше. Хотя отдельные части долгосрочного контракта, такие как положения о ценообразовании, могут с течением времени изменяться согласно правилам, установленным в контракте, договорные взаимоотношения между сторонами сохраняются в течение его срока действия

Доступ третьих сторон (лиц) <i>Third-party access (TPA)</i>	Обеспечение третьим сторонам (лицам) возможности пользования трубопроводом для транспортировки и/или распределения продукции с внесением платы за такое пользование его владельцу / оператору. Доступ третьих сторон может быть договорным (переговорным) или обязательным
Европейский опцион <i>European (option)</i>	Биржевой термин. Опцион, который может быть исполнен его держателем на дату истечения срока действия контракта
«Зажатое» <i>Squeezed</i>	Положение на рынке при отсутствии желающих одолжить фьючерсный контракт
Закон Уэбба-Померена <i>Webb-Pomerene law</i>	Закон, принятый в США в 1918 году, согласно которому американским компаниям разрешалось осуществлять деятельность за рубежом без учёта положений антитрестовского законодательства, действовавшего на внутреннем рынке США
«Затраты плюс» <i>Cost plus</i>	Подход к ценообразованию, основанный на покрытии понесённых затрат, включая инвестиции, эксплуатационные расходы и издержки финансирования, компенсацию за риск, а также надбавку независимо от определяемой спросом рыночной стоимости
Заявочная неделя <i>Bid week</i>	Период в конце месяца, когда грузоотправители, пользующиеся услугами трубопроводной компании, подают заявки на перекачку их объёмов на следующий месяц
Индекс Герфиндаля-Хиршмана (НИ) <i>Hirschmann-Herfindahl index</i>	Сумма квадратов всех долей рынка; общепринятый показатель концентрации рынка
Информационное агентство <i>Reporting agency</i>	Информационное агентство издаёт публикации с котировками цен на внебиржевом рынке
Каталитический крекинг <i>Catalytic cracking</i>	Тип операций по переработке нефти. Помимо оборудования для гироскимминга (см. ниже), нефтеперерабатывающие заводы, работающие по технологии каталитического крекинга, оснащены установками для вакуумной перегонки, каталитического крекинга и алкилирования. Процесс каталитического крекинга обеспечивает дезинтеграцию более крупных, тяжёлых и сложных молекул углеводорода на более простые и лёгкие молекулы в процессе нагрева при использовании катализатора, но без добавления водорода

«Качай или плати» <i>Ship-or-pay</i>	Контракт на транспортировку по трубопроводу, согласно которому грузоотправитель обязан внести плату за резервируемые мощности независимо от того, будет ли он пользоваться ими или нет
«Кислая», высокосернистая <i>Sour</i>	Сырая нефть с высоким содержанием серы (более 1,5%)
Коксование <i>Coking</i>	Тип операций по нефтепереработке. В установке коксования происходит разделение остатков от перегонки нефти за счёт воздействия высокой температуры и давления с получением более лёгких продуктов (бензина, нефти, газойля) и нефтяного кокса
Коммерсант <i>Commercial</i>	Определение, используемое Комиссией по срочной биржевой торговле США. Трейдер квалифицируется в качестве коммерсанта в соответствии с ее положениями, если он «коммерчески» участвует в деловой операции, которая застрахована (хеджирована) посредством использования фьючерсного рынка или рынка опционов
Контанго <i>Contango</i>	Состояние фьючерсного рынка, где цены на фьючерсные контракты повышаются по мере отдаления срока поставки
Контракты с обязательствами по минимальной оплате <i>Minimum-pay contracts</i>	Долгосрочные контракты с обязательствами по минимальной оплате
Короткая» позиция <i>Short (position)</i>	Когда сторона соглашается продавать базовые активы на определённую дату в будущем по определённой указанной цене, позиция, которую занимает эта сторона, называется «короткой»
Кривая Хабберта <i>Hubbert's curve</i>	Кривая в форме колокола, иллюстрирующая во времени динамику добычи таких конечных ресурсов, как нефть или газ; была первоначально предложена М. Кингом Хаббертом применительно к добыче нефти в США и названа его именем
«Крэк спред» <i>Crack spread</i>	Стратегия торгов, при которой нефтеперерабатывающая компания одновременно проводит длинный хедж по нефти и короткий хедж по бензину/топочному мазуту, с тем чтобы зафиксировать спред

Лёгкая нефть <i>Light crude</i>	Сырая нефть с плотностью более 33° API
«Цветочные венки» <i>Daisy Chains</i>	Длинные серии сложных сделок купли-продажи с товарными партиями, реализуемыми в рамках форвардных контрактов
Национальная точка балансирования (NBP) <i>National Balancing Point</i>	Условная точка в газотранспортной системе Великобритании, где газ может быть реализован или приобретен без внесения платы за газ на входе или выходе в систему
«Нейтральная точка» <i>Neutral point</i>	В период применения «двухбазовой» формулы ценообразования (<i>см. выше</i>) (1947-1971 годы) условная точка, затраты на транспортировку нефти в которую из Персидского залива и Мексиканского залива были одинаковыми
Некоммерсант <i>Non-commercial</i>	Определение, используемое Комиссией по срочной биржевой торговле США. Трейдер, который не классифицируется как коммерсант, именуется «некоммерсант»; <i>см.</i> «коммерсант»
Неустойчивость / нестабильность (цен) <i>Volatility (of price)</i>	Изменчивость цен, рассчитанная математически на основе набора данных прошлых периодов по ценовой динамике
Нефть средней плотности <i>Medium crude</i>	Сырая нефть с плотностью в промежутке от 22° API до 33° API
Нормативная цена <i>Norm price</i>	В норвежской системе налогообложения в нефтегазовой отрасли для определения величины налогооблагаемой прибыли вместо фактических доходов от продаж могут применяться нормативные цены
Нормирование поставок потребителям в зависимости от приоритетности их конечного потребления <i>End-use priority curtailments</i>	Система, применявшаяся в США в конце 1960-х годов, при которой трубопроводные компании начинали нормировать поставки потребителям при появлении первых признаков дефицита газа
Нота де Пауса <i>Nota de Pous</i>	Нота, представленная в голландский парламент в 1962 году тогдашним министром экономики Нидерландов де Паусом, в которой были сформулированы основные принципы голландской газовой политики

Обмен фьючерсных контрактов на реальный товар <i>Exchange of futures for physicals</i>	Система поставки на IPE, при которой держатели контрактов на поставку нефти марки <i>Brent</i> могут обменять фьючерсный контракт на контракт «спот» с поставкой реального товара
Обязательство «бери или плати» <i>Take-or-pay</i>	Обязательство покупателя оплатить определённый объём газа независимо от величины его фактического отбора
«Однобазовое» ценообразование <i>One-base pricing</i>	Формула ценообразования (1928-1947 гг.), в соответствии с которой цена в международной торговле нефтью в любом пункте сдачи в мире за пределами США рассчитывалась как цена FOB побережье Мексиканского залива США плюс стоимость (фактическая или фиктивная) фрахта от данного побережья до пункта сдачи
Операционный зал <i>Outcry</i>	Открытый торговый зал в здании биржи
Опцион «колл» <i>Call (option)</i>	Опцион «колл» дает право его держателю купить базовые активы к определённой дате по определённой цене
Опцион «пут» <i>Put (option)</i>	Опцион «пут» дает держателю право продать базовые активы к определённой дате по определённой цене
Опцион «без денег» <i>Out of the money</i>	Опцион относится к категории «без денег», когда цена столкновения опциона «колл» выше рыночной
Опционы («колл» или «пут») <i>Options (call or put)</i>	Опционный контракт дает его держателю право купить или продать базовые активы к определённой дате по определённой цене
Организация стран – экспортёров нефти (ОПЕК) <i>Organisation of Petroleum-exporting Countries (OPEC)</i>	ОПЕК была сформирована основными нефтедобывающими развивающимися странами в 1960 году и преследует цель увеличения их экспортных поступлений на основе принятия коллективных мер
Официальная цена реализации <i>Official selling price</i>	Цена, периодически устанавливавшаяся государствами-членами ОПЕК для их договоров поставки в период с 1970-х годов до середины 1980-х годов
Плотность <i>Density</i>	Соотношение массы к объёму, выраженное в кг/м ³

Плотность сырой нефти
Crude oil gravity

Показатель плотности сырой нефти, как правило, выражаемый в градусах API

Положение о колебаниях
Swing

Положение в договорах поставки, обеспечивающее покупателю возможность изменять количество отбираемого газа (например, в зависимости от сезонных колебаний спроса)

Положение о пункте назначения
Destination clause

Положение в договорах поставки газа, ограничивающее реализацию газа конкретным районом, для которого он предназначается, и при этом цена газа определяется на основе концепции стоимости замещения во избежание совершения потенциальных арбитражных операций покупателем. Часто применяется, когда газ сдается не на границе страны-потребителя, и затраты покупателя на транспортировку компенсируются за счёт специального элемента скидки в ценовой формуле

Положение об индексации цены
Price escalation clause

Формула расчёта цены газа в зависимости от других параметров, таких как цены на альтернативные виды топлива или показатели инфляции

Положение об удержании (прерывании) поставок
Claw back clause

Положение в некоторых долгосрочных контрактах на экспортные поставки газа из Великобритании на континент по газопроводу Interconnector, закрепляющее за поставщиком право на прерывание обычных поставок по договору, с тем чтобы воспользоваться высокими спотовыми ценами в Великобритании

Правило Хотеллинга
Hotelling's rule

Правило Хотеллинга определяет траекторию чистой цены исчерпаемого ресурса во времени при максимизации общей ренты от разработки этого ресурса

Предельные издержки
Marginal cost

Либо дополнительные затраты на добычу дополнительной единицы продукции, либо себестоимость добычи на маргинальном (характеризующемся минимальной рентабельностью) месторождении

«При деньгах»
In the money

Опцион относится к категории «при деньгах», когда цена столкновения опциона «колл» ниже рыночной цены

«При своих»
At the money

Опцион относится к категории «при своих», когда цена столкновения опциона «колл» весьма близка рыночной цене

Производные инструменты по нефти <i>Oil derivatives</i>	Относящиеся к нефти финансовые инструменты
Расчётная палата <i>Clearinghouse</i>	Расчётная палата обеспечивает исполнение контракта на бирже путем покупки контракта у продавца и продажи контракта покупателю
Резервная технология <i>Backstop technology</i>	Технология, альтернативная применяемой ныне в сфере энергетики, которая станет ее экономически жизнеспособным субститутутом в случае исчерпания конечных энергоресурсов
Рента <i>Rent</i>	Разница между ценой и себестоимостью и / или себестоимостью и предельными издержками
Рента Риккардо <i>Ricardian rent</i>	Дифференциальная рента, представляющая собой разность между себестоимостью предельной единицы продукции и себестоимостью единицы продукции, добываемой при более благоприятных удельных издержках, и / или рента, формирующаяся исходя из затрат, обусловленных удалённостью рынка. Концепция ренты Риккардо признает, что эксплуатация ресурсов становится все более сложной и дорогостоящей без учёта общих ограничений, присущих тем или иным ресурсам
Рента Хотеллинга <i>Hotelling rent</i>	Разница между себестоимостью добычи маржинальных невозобновляемых (энергетических) ресурсов и их стоимостью на рынке в условиях ограничения добычи и непересечения кривых предложения и спроса
Ресурсная рента <i>Resource rent</i>	Применительно к отдельно взятому владельцу ресурсов – сумма ренты Рикардо и ренты Хотеллинга
Решение Верховного суда по делу компании Phillips <i>Phillips Supreme Court decision</i>	Решение Верховного суда США от 1954 года, по существу установившее регулирование цен на устье скважины применительно к газу, являвшемуся объектом купли-продажи на территории одного штата, но не в рамках коммерческих операций, совершаемых между штатами
Рынок / Торговая площадка <i>Market place</i>	В настоящем исследовании означает место, где совершаются рыночные операции

«Самоконтрактование» <i>Self-contracting</i>	При системе «самоконтрактования» один или более партнеров по предприятию (или их сбытовые аффилированные лица) заключают договор купли-продажи с предприятием и принимают на себя риск, связанный со сбытом оговоренных в контракте объемов
Сбыт и переработка <i>Downstream</i>	Технические, коммерческие и регуляционные виды деятельности, связанные со сферой потребления; отделяется от сферы добычи, как правило, пунктом совершения первой коммерческой сделки в цепи
Сверхгигантское месторождение <i>Super-giant field</i>	Нефть – свыше 1 млрд. барр. извлекаемых запасов; газ – свыше 30 трлн. куб. футов (850 млрд. м ³) извлекаемых запасов
Свободно на борту / франко-борт (ФОБ) <i>Free on board (FOB)</i>	Продавец бесплатно доставляет груз в порт отгрузки, включая его погрузку на судно и таможенную очистку; покупатель обязуется обеспечить перевозку и страхование груза
«Свопы» <i>Swaps</i>	В финансовом смысле, обмен одних ценных бумаг на другие; в энергетике также обозначает замещение эквивалентных объемов энергоносителя, поставляемого из двух различных источников, в двух пунктах сдачи и / или при их сдаче в два различных момента времени
Сегментирование / Разъединение / Разукрупнение <i>Unbundling</i>	Разделение вертикально интегрированной компании по направлениям осуществляемой деятельности – добыче, транспортировке и распределению. Как правило, выделяют три вида сегментирования: организационно-правовое, производственное и финансовое
Сезонность <i>Seasonality</i>	Структура сезонных колебаний цен, обусловленных сезонными метеорологическими изменениями (и, следовательно, спроса на энергоносители)
«Семь Сестёр» <i>Seven Sisters</i>	Неофициальное название группы международных нефтяных компаний, которые до 1970-х годов осуществляли практически полный контроль над нефтью, являющейся объектом международной купли-продажи, действуя на основании Соглашения Акнакарри от 1928 года. Первоначально группа включала в себя следующие компании: американские Exxon (Standard Oil of New Jersey), Mobil, Gulf, Texaco, Standard Oil of California (SOCAL), британскую British Petroleum и англо-голландскую Royal Dutch / Shell

Система «обратного потока» <i>Flowback system</i>	Система, применявшаяся в Канаде, при помощи которой правительство как монопольный покупатель канадского газа для целей экспорта перераспределяло экономическую ренту от экспортных продаж на пропорциональной основе каждому продавцу в зависимости от его объёмов добычи
СИФ <i>CIF</i>	Стоимость, страхование, фрахт – цена, включающая стоимость груза, его страхование и затраты на перевозку в конечный пункт назначения
«Сладкая», малосернистая <i>Sweet</i>	Сырая нефть с низким содержанием серы (менее 0,5%)
Совет по нормативным ценам <i>Norm Price Board</i>	Независимый орган в Норвегии, устанавливающий нормативные цены на базе котировок сорта <i>Brent</i> и на основе информации о продажах, предоставляемой компаниями, которые осуществляют деятельность в норвежском секторе
Соглашение Акнакарри <i>Achnacarry agreement</i>	Соглашение, заключённое наиболее важными международными компаниями в 1928 году на встрече в Акнакарри, Шотландия, в котором были установлены механизмы ценообразования и система квот на международные поставки нефти
Соглашение Дункана-Лалонда <i>Duncan-Lalonde agreement</i>	Соглашение, заключённое в 1980 году между США и Канадой, в котором был предусмотрен комплекс взаимоприемлемых правил формирования цен в период после непрерывного роста цен на газ
Сорт нефти <i>Oil grade</i>	Нефть определённого качества
Спекулянт <i>Speculator</i>	Участник коммерческих операций, который принимает на себя риск в надежде получить прибыль на рынке. Спекулянт не использует рынок в связи с производством, обработкой (переработкой) или операциями по перемещению товара
Специализированный контракт <i>Dedicated contract</i>	Контракт с указанием пункта назначения партий товара.
«Спот» <i>Spot</i>	Контракт «спот» – договор о покупке или продаже актива с немедленной поставкой

Справочная цена
Posted price

Цена, устанавливаемая в договорах концессии между принимающими государствами и международными нефтяными компаниями для целей налогообложения

Стоимость замещения
Replacement value

Концепция формирования цены на газ по стоимости замещающих его видов топлива с учётом различий в КПД и затрат, связанных с применением альтернативного топлива

Сфера разведки и добычи
Upstream

Технические, коммерческие и регуляционные виды деятельности, связанные со сферой добычи; отделяется от сферы потребления, как правило, пунктом совершения первой коммерческой сделки в энергетической цепочке

Теорема Коуза
Coase theorem

Согласно данной теореме, приписываемой Рональду Коузу, в отсутствие транзакционных издержек все государственные распределения прав собственности являются одинаково эффективными ввиду того, что заинтересованные стороны будут договариваться в частном порядке об исправлении воздействия тех или иных внешних факторов

Теория «пика добычи нефти»
Peak oil theory

Концепция, сторонники которой утверждают, что добыча нефти приближается к своему пику или в скором времени достигнет его

Теория «принципал-агент»
Principal-agent theory

Характеризует особую систему принятия решений во взаимоотношениях между владельцем ресурсов и агентом, осуществляющим их разработку

Теория транзакционных издержек
Transaction cost theory

Теория транзакционных издержек предполагает, что сочетание различных инструментов: (i) торговых площадок, (ii) долгосрочных контрактов и (iii) вертикальной интеграции будет стремиться к минимуму транзакционных издержек, отражая технические, рыночные, правовые и регуляционные изменения

Теплотворная способность (теплотворность, теплота сгорания)
Calorific value

Энергия, высвобождающаяся при сгорании топлива

Торги на основе «спреда»
Spread trading

Сделки, которые заключаются не на основе абсолютных цен, а на основе ценовой разницы между эталонной нефтью и прочими сортами нефти (или между нефтепродуктами)

Трансфертные цены <i>Transfer prices</i>	В данной книге: цены, использовавшиеся для целей налогообложения и внутреннего учёта трансграничных сделок в рамках международных компаний и вертикально интегрированных структур
Тяжёлая нефть <i>Heavy crude</i>	Сырая нефть с плотностью до 22° API
«Удобная доходность» <i>Convenience yield</i>	«Удобная доходность» означает дополнительные преимущества от владения фактически имеющимся запасом товаров вместо фьючерсных контрактов
Узел <i>Hub</i>	Точка пересечения нескольких газопроводов, обычно в сочетании с прилежащими хранилищами
Форвардный контракт <i>Forward</i>	Форвардный контракт – это договор между двумя сторонами о покупке (продаже) актива на конкретную дату в будущем по определённой цене. Форвардные контракты обычно имеют целью физическую поставку товарных партий и учитывают их специфику, торги по форвардным контрактам проводятся на внебиржевом рынке
Фьючерсный контракт (Фьючерсы) <i>Futures</i>	Фьючерсный контракт, как и форвардный, – это договор между двумя сторонами о покупке (продаже) актива на конкретную дату в будущем по определённой цене. Фьючерсы отличаются от общих форвардных контрактов тем, что содержат унифицированные условия, выставляются на торги на официальных биржах, регулируются контрольными органами и гарантируются расчётными палатами. Для обеспечения оплаты в фьючерсах устанавливается требование о внесении гарантийного депозита (маржи), которое должно выполняться ежедневно. Фьючерсный контракт представляет собой финансовый инструмент
Хеджер <i>Hedger</i>	Хеджеры используют фьючерсы и прочие производные финансовые инструменты для снижения ценового риска своих физических поставок, с которыми они сталкиваются в связи с потенциальными будущими изменениями переменных факторов рынка

Хенри-Хаб <i>Henry Hub</i>	Пункт газотранспортной системы в Эрате, Луизиана, находящийся в собственности компании Sabine Pipe Line LLC. Спотовые и фьючерсные цены, устанавливаемые в Хенри-Хабе, деноминируются в долл. США за млн. БТЕ и, как правило, квалифицируются в качестве опорных цен для североамериканского рынка природного газа
Цена исполнения <i>Exercise price</i>	Цена, при которой держатель опциона может купить или продать контракт
Цена «корзины» ОПЕК <i>OPEC basket price</i>	Индикативная цена, основанная на ценах следующих 11 сортов нефти, добываемых в государствах-членах ОПЕК: <i>Saharan Blend</i> (Алжир), <i>Minas</i> (Индонезия), <i>Iran Heavy</i> (Иран), <i>Basra Light</i> (Ирак), <i>Kuwait Export</i> (Кувейт), <i>Es Sider</i> (Ливия), <i>Bonny Light</i> (Нигерия), <i>Qatar Marine</i> (Катар), <i>Arabian Light</i> (Саудовская Аравия), <i>Murban</i> (ОАЭ) и <i>BCF 17</i> (Венесуэла)
Цена столкновения опциона <i>Strike price</i>	См. «Цена исполнения»
Цена «стрип» на NYMEX <i>NYMEX Strip price</i>	Средняя цена фьючерсных контрактов, как правило, на последующие 12 месяцев
Ценообразование по принципу нетбэк (чистой экспортной стоимости) <i>Netback pricing</i>	Стоимость замещения газа <i>минус</i> затраты на доставку из пункта «чистой выручки продавца» клиенту с учётом установленных им требований к характеристикам отбираемой продукции
«Чёрн» <i>Churn</i>	Соотношение между объёмами, выставленными на торги и фактически поставленными с данной торговой площадки
Эталонная нефть <i>Marker crude, Benchmark crude</i>	Базисный сорт нефти, используемый для установления цен
15-дневный Brent <i>Fifteen-day Brent</i>	Сорт сырой нефти <i>Brent</i> , торги по которому проходят на форвардном рынке. Название происходит от рыночной практики, при которой на форвардном рынке проходят торги только в отношении партий сырой нефти <i>Brent</i> с датой поставки через более чем 15 дней (см. <i>Dated Brent</i> и <i>IPE Brent</i>)
NYMEX Access	Круглосуточная система электронных торгов на Нью-Йоркской товарной бирже

«S-образная» кривая

S-curve

Формула, привязывающая цены на газ к цене нефти. «S-образная кривая» предполагает установление верхних и нижних пределов цены и позволяет смягчать последствия скачков цен на нефть для определения цены газа. Включена в некоторые контракты на поставку СПГ в Тихоокеанском регионе

Transmed

Газопровод, по которому осуществляются поставки алжирского природного газа в Европу



Секретариат Энергетической Хартии

Boulevard de la Woluwe, 56 • B-1200 Brussels • Belgium

ISBN: 978-90-5948-048-3 (печатная копия)
978-90-5948-049-0 (PDF)

Dépôt Légal (Бельгия): D/2007/7850/5

2007 г.

Вслед за продолжительным периодом низких и относительно стабильных цен на нефть и газ с середины 80-х годов, с началом века пришло время более высоких и непредсказуемых цен. В результате тема цен на энергоносители вновь на политической повестке дня.

Существует немало комментариев по поводу движения международных цен на энергоносители. В то же время, гораздо меньше внимания уделяется базовым механизмам, определяющим формирование цен на реализуемые на международных рынках нефть и газ.

Цель данного исследования – заполнить этот пробел. Контекстом служат принципы Энергетической Хартии, чётко выраженные в политической декларации 1991 г. (“Европейской Энергетической Хартии”) и ещё раз подтверждённые в ходе саммита Группы Восьми (G8) в Санкт-Петербурге в июле 2006 г. В Разделе I (Цели) провозглашается:

“В рамках государственного суверенитета и суверенных прав на энергетические ресурсы и в духе политического и экономического сотрудничества (подписавшие страны) обязуются содействовать развитию эффективного энергетического рынка во всей Европе и лучше функционирующего глобального рынка, в обоих случаях на основе принципа недискриминации и ориентированного на рынок ценообразования, учитывая должным образом озабоченности в области окружающей среды”.

Энергетическая Хартия 1991 г.

Следуя этим принципам, авторы рассматривают образование цен на нефть и газ в ходе международной торговли. В исследовании описываются особенности нефти как международного товара, определившиеся на протяжении последних двадцати лет. Детально рассматривается вопрос, почему пока не сформировался международный рынок газа, а вместо него существуют отдельные рынки в рамках регионов и государств (каждый со своими характерными особенностями и механизмами ценообразования), которые только сейчас начинают сближаться благодаря торговле сжиженным природным газом (СПГ).

В исследовании анализируются особенности формирования международных цен на газ с учётом экономической теории, географического распределения природных ресурсов, физических характеристик газа, тщательного изучения развития газовых рынков в Северной Америке, Великобритании и Континентальной Европе, а также торговли СПГ. Данная публикация содержит необходимую информацию для всех читателей, интересующихся устройством международных энергетических рынков.



**СЕКРЕТАРИАТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРТИИ
2007**

ISBN 978-90-5948-048-3



СЕКРЕТАРИАТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРТИИ
BOULEVARD DE LA WOLUWE, 56
B-1200 BRUSSELS, BELGIUM

WWW.ENCHARTER.ORG