

Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее¹

Стерн Д.

Данная статья посвящена принципам и проблемам формирования природных цен на газ. Автор исследует взаимосвязь между важными факторами: контрактами, инвестициями, особенностями публичной информации – и изменением цены на газ, как на внутренних рынках регионов, так и на мировом рынке. Особое внимание уделяется ценообразованию на североамериканском рынке газа и европейском континенте как примеру разного рода природы установления цен. В конце работы показано, какую роль играет глобализация в ценообразовании и взаимодействии стран экспортеров и импортеров нефти, а также как в будущем будут функционировать механизмы установления цен.

Ключевые слова: природный газ; цена; хабы; нефть; регион; контракты.

Существуют две основные категории цен на природный газ: мировые и внутренние. Внутренние цены, в свою очередь, делятся еще на две категории: оптовые и розничные. В данной статье речь идет, в основном, о ценообразовании на международных рынках, но в конце исследования мы расширяем тематику и затрагиваем проблему установления цен на природный газ на внутреннем рынке.

1. Теории в области формирования цен на природный газ

Как уже говорилось в хрестоматийных изданиях, теория ценообразования на энергоресурсы практически неприменима к индустрии природного газа. Многие авторы классических пособий плохо понимали в характере рынков природного газа и не представляли себе, какую роль он будет играть в будущей экономике. Некоторые из них, жившие в

¹ Данная статья содержит отрывки из книги под ред. Джонатана Стерна «The Pricing of Internationally Traded Gas» [31].

Стерн Джонатан – руководитель и старший научный сотрудник Программы изучения природного газа, Оксфордский институт энергетических исследований. E-mail: jonathan.stern@oxfordenergy.org

Статья поступила в Редакцию в мае 2013 г.

более позднюю эпоху, уже могли примерять свои гипотезы к динамике цен на нефть. Мировые цены на нефть не формируются на свободном рынке – преимущественно они определяются международными нефтяными компаниями, а также правительствами стран ОПЕК. Принципы ценообразования никак не связаны с исчерпывающей оценкой разведанных запасов. В большинстве теорий абсолютно исключается идея установления цен на газ (или любой другой сырьевой товар) ниже уровня экономических затрат на добычу (производство) или ниже себестоимости добычи и транспортировки до конечного потребителя, что происходит во многих странах. Иными словами, эти теории не допускают государственного субсидирования газодобычи. Еще одна проблема в построении теорий ценообразования на газ заключается в том, что в большинстве стран цены на природный газ привязываются к ценам на нефть или вовсе регулируются государством, и ниже мы на этом остановимся. Автор статьи не нашел ни одного другого сырьевого товара – будь то энергоносители, металлы или органическое сырье, – на который цены устанавливались бы и индексировались в привязке к другому сырьевому товару (пусть даже такому, который какое-то время использовался в качестве замены газа).

Наиболее значимой теорией установления цен на газ является теория транзакционных издержек, в рамках которой цена на газ при совершении сделок определяется не только рынками, но также и иерархически организованными компаниями [21]. Эта теория также предполагает, что определяющим фактором на этом рынке могут быть долгосрочные контракты, а не компании и рынки. Можно также анализировать рынки природного газа через призму рикардианской теории, согласно которой расположение месторождения относительно рынков порождает дифференциацию рент. Теорема Хотеллинга о промежуточной оптимизации разработки месторождения более известна, но менее полезна для нашего исследования. Эта теорема гласит, что по мере истощения невозобновляемого вида сырья годовая доходность стремится к процентной ставке и что образующаяся в результате траектория цен такова, что при истощении невозобновляемого вида сырья в качестве замены должна выступить его экономически состоятельная альтернатива. Теорема Хотеллинга ожесточенно оспаривается в отношении цен на нефть (к которым она, в основном, и применяется в научной литературе). Главная проблема заключается в определении «конечного ресурса» во времени. Более полезна в этом смысле теория «принципала – агента». Биндеман применяет эту теорию к нефти и газу, анализируя взаимоотношения правительства с зарубежными и отечественными компаниями через призму соглашений о разделе продукции [3]. Важный теоретический элемент, который не был до конца исследован, но может иметь большое значение для газового рынка, заключается в присутствии дискриминации со стороны компаний-монополистов. Эти компании могут устанавливать разные цены для внутренних и зарубежных потребителей.

Многие теоретические проблемы можно проиллюстрировать на примере различных механизмов ценообразования, применяемых на мировом рынке природного газа в течение последних 60 лет. В исследовании, которое проводится раз в два года с 2005 г., Международный газовый союз разработал ряд механизмов ценообразования на газ [16].

- Скользящая цена на нефть: привязка цен, обычно через базовую цену и оговорки о скользящих ценах, к конкурентным видам топлива – обычно к сырой нефти, газойлю (дизельному топливу) и/или мазуту. В некоторых случаях могут использоваться цены на уголь.

- Конкуренция внутри газовой отрасли: цена зависит от соотношения спроса и предложения – конкуренции внутри газовой отрасли. При этом торговля осуществляется в разные периоды времени (ежедневно, ежемесячно, ежегодно или в течение более длительных периодов) – в реальных хабах² (таких как Хенри Хаб в США) или в фиктивных (виртуальных) хабах (таких как Национальная точка балансировки в Великобритании). При заключении долгосрочных контрактов цена определяется с помощью индексов газовых цен. В эту категорию также входит спотовый рынок СПГ³.

- Двусторонняя монополия: цена определяется по итогам двусторонних переговоров и соглашений между крупным продавцом и крупным покупателем, причем цена фиксируется на определенный период – обычно на один год. В этом случае может быть подписан письменный договор, но зачастую имеется устная договоренность на уровне правительства или государственной компании (монополии).

- Цена продажи привязывается к конечному продукту за вычетом транспортных расходов: цена, назначаемая поставщиком газа, зависит от цены, получаемой покупателем за производимый этим покупателем конечный продукт. Это может происходить в тех случаях, когда газ используется в качестве исходного сырья в химических предприятиях, таких как заводы по производству аммиака или метанола, и в качестве главной компоненты стоимости.

- Регулирование: себестоимость обслуживания. Цена определяется или утверждается регулирующими властями или министерством, но уровень цен устанавливается для покрытия «себестоимости обслуживания», включая возврат инвестиций и разумную норму прибыли.

- Регулирование: социальное и политическое. Цена нерегулярно устанавливается на основании социально-политических факторов – возможно, министерством, в ответ на потребность компенсировать растущие издержки или увеличить доходы государственной казны.

- Регулирование: ниже себестоимости. Цена сознательно устанавливается ниже средней стоимости производства и транспортировки газа. Часто это принимает форму государственных субсидий местному населению.

- Цена не устанавливается: добываемый газ либо сжигается, либо бесплатно поставляется промышленности и населению – возможно, в качестве исходного сырья для химических предприятий и заводов, производящих удобрения. Это может быть связанный газ (получаемый при добыче нефти и других жидких ископаемых), считающийся побочным продуктом.

Первые две категории обычно используются при установлении цен на газ, продаваемый на мировых рынках, тогда как другие категории чаще используются при ценообразовании на внутренних рынках. Однако, как мы увидим далее, имеются существенные различия между разными регионами в смысле эволюции механизмов ценообразования.

² Газовый хаб (*hub*) – «узел» газотранспортной сети, в котором осуществляются продажи газа. (Примеч. ред.)

³ СПГ (сжиженный природный газ) – природный газ, переведенный с помощью охлаждения в жидкую форму для удобства транспортировки и хранения. (Примеч. ред.)

2. Ценообразование на мировых рынках: долгосрочные контракты, структура промышленности, участие правительства и конфиденциальность ИР

Основное внимание в данной работе уделяется не *контрактам*, а *ценообразованию*, но долгосрочные контракты неизбежно играют заметную роль в механизмах ценообразования. Поскольку рынки газа в странах ОЭСР все в большей степени определяются спотовыми ценами/ценами в хабах, что отражает краткосрочные рыночные условия, легко упустить из виду тот факт, что большая часть международной торговли (за пределами США и Великобритании) по-прежнему ведется на базе долгосрочных контрактов, которые часто содержат пункты о сложном ценообразовании [22]. Самые важные ценовые элементы этих пунктов – базовая цена, индексация (базовой цены), частота корректировки, возможности (если таковые имеются) обновления базовой цены и/или величины ее индексации и другие условия, такие как минимальный или максимальный уровень цен (нижний порог и потолок). С ценообразованием также связан пункт «бери или плати», присутствующий в большинстве долгосрочных контрактов, согласно которому покупатель должен забрать или, если не может забрать, то заплатить за минимальный объем газа по контрактной цене.

Долгосрочные контракты между экспортерами и национальными или региональными коммунальными сетями – а также внутренние контракты между коммунальными сетями и крупными промышленными потребителями (включая производителей электроэнергии) и муниципальными распределительными компаниями – обеспечили основу для создания газовой отрасли и ее роста во всех странах в течение первых десятилетий. В большинстве стран-экспортеров компании, добывающие и экспортирующие газ, были в государственной собственности, хотя международные нефтегазовые компании также играли заметную роль⁴. В большинстве, но не во всех странах импортерах, национальные/региональные/муниципальные коммунальные сети-покупатели находились в собственности государственных структур соответствующего уровня⁵. Эти коммунальные сети де-факто (а в некоторых случаях и де-юре) были потребителями-монополистами в своих сферах обслуживания (в некоторых случаях в масштабах всей страны). Следовательно, правительства этих стран несли ответственность за регулирование цен на газ и ценовую политику для разных групп потребителей. Это предопределило правила успеш-

⁴ Советские, алжирские и (изначально) норвежские экспортеры были государственными компаниями, но интегрированные нефтяные компании играли важную роль в Норвегии; в Нидерландах ИНК (прежде всего, Шелл и Эксон) были главными производителями и совладельцами компании «Гасуни» с голландским государством. Некоторые поставщики СПГ в Японию были государственными компаниями, но ИНК владели экспортными проектами США, Абу Даби и Брунея и были их операторами. В Северной Америке весь газ импортировали и экспортировали частные компании, за исключением компании «Пемекс» в Мексике; однако федеральные власти США и Канады жестко регулировали этот процесс.

⁵ Но в Северной Америке коммунальные службы в собственности инвестора были нормой, хотя коммунальное хозяйство регулировалось федеральными и региональными властями. В Японии газораспределительные сети и линии электропередачи также находились в частных руках; в Германии региональное коммунальное хозяйство тоже, в основном, находилось в частной собственности. В большинстве других стран эта отрасль находилась в государственной собственности до начала приватизации конца 1990-х и начала 2000-х годов.

ного развития отрасли, главными из которых были массивные фиксированные капиталовложения в производственные мощности, газопроводы высокого давления и распределительные сети низкого давления. Структура собственности в газовой отрасли была поставлена под сомнение в середине 1980-х годов, когда сначала в Северной Америке, затем в Великобритании и остальных европейских странах и, наконец, в других странах мира⁶ коммунальные службы и сети были приватизированы, а на энергетических рынках произведены как демонаполизация, так и либерализация.

Структура собственности в отрасли, масштабы проектов и потребности в инвестициях, а также чувствительность цен на газ в странах-экспортерах и странах-импортерах к политике означали, что правительства зачастую принимали самое непосредственное участие в установлении цен на газ на мировых рынках. Как правило, они оставляли за собой (или своими регулирующими органами) право принимать, изменять или отвергать соглашения, достигаемые в результате переговоров между коммерческими игроками. На самом деле большинство ключевых решений по газовым контрактам и ценообразованию, как минимум, утверждается (а в большинстве случаев принимается) министрами энергетики, если не президентами и премьер-министрами стран-экспортеров и стран-импортеров.

Международные контракты, которые давали возможность газовой индустрии отдельных стран развиваться и расширяться за пределы местной базы природных ресурсов, должны были заключаться на достаточно длительный период для того, чтобы страны-экспортеры и страны-импортеры могли вернуть свои инвестиции, при условии финансовых гарантий этих инвестиций. Логика разделения рисков при заключении этих контрактов такова:

- экспортер берет на себя ценовой риск, т.е. риск того, что цена, независимо от способов ее фиксации или определения, будет достаточной для возврата инвестиций в добычу и транспортировку газа до границ страны-импортера;
- импортер берет на себя риск, связанный с объемом поставок (из-за условия «бери или плати»), т.е. риск того, что рынок будет достаточен для поглощения тех объемов газа, которые предусмотрены по контракту. Поскольку импортируемый газ покрывал значительную часть общего спроса, внутренние цены на газ должны были все больше соотноситься с международными ценами.

Одна из главных причин, по которым эта тема до сих пор привлекала к себе так мало внимания со стороны научного сообщества, – это отсутствие публичной информации и почти полное отсутствие прозрачности механизмов ценообразования и других условий коммерческих контрактов. К сожалению, до сих пор это обычная практика в долгосрочных международных (и часто внутренних) газовых контрактах. Во многих долгосрочных контрактах имеются пункты о конфиденциальности, запрещающие раскрытие коммерческих подробностей соглашений, хотя они становятся все менее логичными в мире, где всевозможные слухи (необязательно достоверные) и спекуляции разносятся с быстротой молнии и становятся достоянием гласности мировой общественности. За пределами Северной Америки практически невозможно найти точные и достоверные данные о себестоимости добычи газа и ценах на газ (имеющиеся оценки поступают от консультантов, а не из научных источников).

⁶ Либерализация газового рынка впервые состоялась в Северной Америке, а крупномасштабная приватизация государственной газовой компании впервые произошла в Великобритании.

3. Мировая торговля газом и ценовая политика

Таблица 1 отображает сравнительно короткую историю мировой торговли газом, которая началась только в 1950-х годах. В 1960 г. на мировом рынке продавалось всего 5,3 млрд куб. м газа, и лишь в следующем десятилетии объемы торговли существенно выросли, достигнув 45 млрд куб. м в 1970 г., из которых свыше 50% приходилось на страны Северной Америки. На долю Европы приходилась примерно треть общего объема, а импорт СССР из Ирана и Афганистана составлял примерно 9%⁷. Импорт Японией сжиженного природного газа из Аляски, который начался в 1970 г., был единственным контрактом в Тихоокеанском регионе и одним из трех контрактов на поставки СПГ в том году. Двумя другими контрактами были поставки СПГ из Алжира во Францию и Великобританию.

Таблица 1.

Рост мировой торговли газом в 1950–2010 гг., млрд куб. м

Годы	Всего	Газопровод	СПГ	СПГ, % от суммы
1950	0,8	0,8	-	-
1960	5,3	5,3	-	-
1970	45,7	43,0	2,7	5,9
1980	200,9	169,6	31,3	15,6
1990	307,4	235,3	72,1	23,4
2000	630,5	492,8	137,7	21,8
2010	1015,1	718,9	296,3	29,2

Источник: [4].

Таблица 2 показывает, что торговля газом по-прежнему сосредоточена в четырех импортирующих регионах: Северной Америке, Европе, СНГ и Азии. В 2009 г. менее 7% газа, транспортируемого по газопроводам, и СПГ было импортировано странами за пределами этих регионов и менее 2% СПГ было получено странами за пределами США, Европы и Азии. Азия доминировала в импорте СПГ, а японский и корейский импорт доминировал в Азии. Но эта ситуация может вскоре измениться с ростом поставок в Китай.

Мировой экспорт газа не так явно сконцентрирован в конкретных регионах, как импорт, и в течение последних 25 лет все более равномерно распределяется по разным странам (табл. 3). В 1996 г. на долю Северной Америки, Европы, СНГ и Азии приходилось почти 90% мирового экспорта газа, но к концу 2000-х годов эта цифра опустилась ниже 70%. В течение этого 15-летнего периода экспорт из стран Ближнего Востока и Африки (в основном, СПГ) вырос более чем вчетверо и достиг 200 млрд куб. м, заняв лидирующие позиции на рынках Юго-Восточной Азии.

⁷ Североамериканская цифра отражает совокупный экспорт газа из Канады и Мексики в США; в том же году Канада и Мексика также импортировали 0,7 млрд куб. м из США.

Таблица 2.

**Рост мирового импорта газа по регионам,
1970–2010 гг., млрд куб. м**

Годы	Мировой импорт по газопроводам и СПГ					Мировой импорт СПГ			
	Северная Америка	Европа	СНГ*	Азия	4 региона, % мирового импорта	3 региона, % мирового импорта СПГ			
						Азия	Европа	США	Всего
1970	23,2	16,1	3,6	0,98	100,0	37,5	62,5	–	100,0
1982	26,4	130,0	2,3	23,6	97,4	68,7	25,7	4,5	100,0
1990	43,8	199,5	1,5	51,9	95,5	72,0	24,6	3,4	100,0
1996	82,8	238,1	94,2	80,1	95,0	77,8	20,9	1,2	100,0
2000	114,4	309,4	89,5	101,2	97,5	71,5	24,0	4,5	100,0
2005	142,5	417,5	121,9	139,3	95,5	64,8	25,2	9,9	99,9
2010	144,3	463,7	136,2	201,5	93,2	60,0	29,4	7,0	96,4

* Советский импорт до 1996 г.; последующие годы – это импорт всех стран СНГ.

Источники: [4; 6; 8; 9; 10].

Таблица 3.

**Рост мирового экспорта по трубопроводам и СПГ,
по регионам, 1970–2010 гг., млрд куб. м**

Годы	Северная Америка	Латинская Америка	Европа	СНГ*	Африка	Ближний Восток	Азия/Океания
1970	25,1	–	11,3	3,3	1,5	1,0	2,6
1982	24,6	5,1	61,5	31,2	10,7	2,9	2,3
1990	43,2	2,2	62,2	110,2	32,4	8,8	47,3
1996	84,1	2,4	89,8	225,5	41,9	12,8	72,7
2000	109,4	10,2	109,5	225,8	67,9	29,1	79,5
2005	125,5	32,8	165,6	285,1	93,3	58,4	99,0
2010	124,4	36,4	194,4	294,3	112,9	136,4	116,2

* Советский Союз до 1996 г.; в последующие годы учтена торговля между странами СНГ.

Источники: [4; 6; 8; 9; 34; 36].

4. Ценообразование на североамериканском рынке газа (от регулируемых цен до ценообразования в хабах)

Соединенные Штаты и Канада стоят особняком на мировом рынке природного газа в том смысле, что в их газовой отрасли доминируют частные компании, тесно связанные друг с другом. Американские рынки оставались на протяжении большей половины последнего полувека относительно обособленными от остального мира. Частная собственность означала, что на этих рынках с самого их зарождения развивалась концепция регулирования как на уровне штатов, так и на уровне федерального правительства, тогда как в других странах мира главным и определяющим фактором в развитии внутреннего и международного рынков газа была «государственная политика».

На американский импорт из Канады приходилось более 10% мировой торговли газом в 2010 г. – в течение последних 50 лет это самая крупная двусторонняя передача газа между двумя странами. Это означает, что установление цен на этот газ занимает особое место в истории мировой газовой торговли. Большую часть времени в последние 25 лет цены на газ в торговле между США и Канадой устанавливались рынком, но государственное регулирование в американо-канадской торговле газом важно, поскольку оно создает исторический прецедент в смысле механизмов установления цен на газ в других регионах мира.

В 1950-е и 1960-е годы переговоры между торговыми компаниями привели к последовательному повышению цен до уровня 30 канадских центов/млн БТЕ (британских термических единиц). В конце концов в эту ситуацию вмешались регуляторы обеих стран, которые выработали три главных критерия для определения разумной и справедливой экспортной цены на газ:

- она должна компенсировать стоимость добычи и транспортировки газа, т.е. его себестоимость;
- при обычных обстоятельствах она должна быть не ниже цены для канадцев за аналогичные поставки в той же местности;
- она не должна приводить к установлению существенно более низких цен на газ на американском рынке, чем на альтернативный энергоноситель из местных источников при самых низких издержках.

Цены увеличивались поэтапно, и в 1977 г. НЭК разработала концепцию «замещающей стоимости», которая соответствовала стоимости для канадцев нефти, закупаемой на мировом рынке, скорректированной на транспортные расходы. Это привело к росту цен до 2,16 долл. США, а затем до 4,94 долл./млн БТЕ в 1981 г. Концепция замещающей стоимости привела к разработке в 1980 г. формулы Данкана – Лалонда для расчета экспортных цен на канадский газ, поставляемый в США, с привязкой к ценам на нефть [34].

В начале 1980-х годов спрос на газ в США упал, в основном, из-за замедления экономической активности и снижения объемов добычи. В результате образовался излишек запасов газа, а это означало, что канадские цены больше не могли расти (произошла их отвязка от цен на нефть), и экспортные объемы снизились. В этот период американское государство ослабило контроль над рынком газа после принятия в 1978 г. Закона о политике в области природного газа, который привел к поэтапной отмене чрезвычайно регулируемого ценообразования на месторождениях к 1985 г. [38]. После отмены государственного регулирования образовался избыток добываемого газа (известный как «сдувший-

ся газовый пузырь»), а вместе с ним и спотовый рынок, основанный на ценах в Хенри Хаб (Henry hub). В конце концов на Нью-йоркской торговой бирже сформировался фьючерсный рынок [14].

Перевод цен на североамериканский газ на рыночную основу привел к установлению низких рыночных цен в диапазоне 2–3 долл./млн БТЕ, державшихся на этом уровне десять лет до конца 1990-х годов. С конца 1990-х до середины 2000-х годов цены на американский газ колебались в широком диапазоне и в какое-то время даже достигли уровня в 14 долл./млн БТЕ до наступления эры газа из нетрадиционных источников (преимущественно, сланцевого газа). С 2010 по 2012 гг. цены на газ снова колебались в низком ценовом диапазоне от 2,5 до 5,0 долл./млн БТЕ [14; 15].

В начале 2010-х годов Северная Америка вплотную подошла к образованию идеального газового рынка в том смысле, что региональные цены стали отражать расходы на транспортировку между центрами добычи и потребления. В США максимальная «базисная» цена (разница между ценами в двух рыночных хабах) была меньше 30 центов/млн БТЕ. А между американским и канадским рыночными хабами эта разница составляла менее 90 центов за миллион БТЕ.

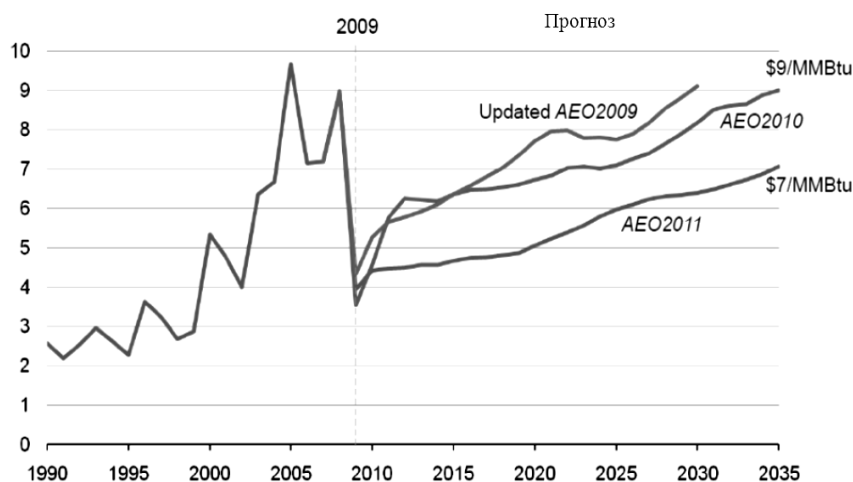


Рис. 1. Цена на газ в Северной Америке, 1990–2035 гг., долл./млн БТЕ

Источники: [18; 19; 20].

Хотя цены на североамериканский газ с конца 1980-х годов формируются в хабах – конкретно, в Хенри Хаб, штат Луизиана, – уровень цен сильно колеблется в течение последних 30 лет. Эти колебания и ожидания порой приводили к совершенно неоправданным инвестициям – в частности, на принимающих терминалах СПГ. Импортные мощности, рассчитанные на 180 млрд куб. м СПГ в год и построенные в конце 2000-х годов в предвкушении высоких цен – см. прогноз на 2009 г. (рис. 1; предполагалось, что внутренние цены на газ с середины до конца 2000-х годов будут колебаться в диапазоне от 6 до 8 долл./млн БТЕ), – практически не были загружены. К началу 2010-х годов эти настроения сменились уве-

ренностью, что низкие цены на газ и излишки газа на внутреннем рынке (показанные в прогнозе 2011 г., рис. 1) до 2035 г. будут оставаться на уровне ниже 7 долл./млн БТЕ. Это позволит США и Канаде экспортировать СПГ в более широких масштабах.

5. Международные цены на газ в континентальной Европе

Открытие гигантского месторождения газа в Гронингене, Нидерланды, в 1959 г. ознаменовало начало широкомасштабного использования природного газа на северо-западе континентальной Европы – не только в Нидерландах, но и в соседних странах. Это привело к существенному увеличению экспорта газа. Вся другая крупномасштабная торговля газом в Европе и его поставки из СССР, а после его распада – из России, Алжира и Норвегии в последующие десятилетия были во многом обусловлены коммерческими условиями газового экспорта из Нидерландов и, прежде всего, ценами на этот газ.

Как и во многих других вопросах, связанных с газом, имеет место путаница в терминологии относительно ценообразования на голландский экспорт. Так называемый Гронингенский принцип, принцип замещения стоимости, или принцип рыночной стоимости, впервые был сформулирован голландским министром экономики Дж.У. Поусом в начале 1960-х годов [10]. Принцип рыночной стоимости описывается следующим образом [25]: «...цена, выплачиваемая газовой компанией иностранному или внутреннему производителю газа на границе или на побережье, оговаривается на базе средневзвешенной стоимости газа в конкуренции с другими видами топлива с коррекцией на стоимость транспортировки и хранения от побережья или границы плюс налоги. В принципе, можно говорить о трех разных средних рыночных ценах. Они соотносятся с нуждами имеющих потребителей газа, новых потребителей газа (таких как новые промышленные предприятия) и имеющих потребителей нефти, у которых нет возможности пользоваться топливной смесью (последняя рыночная стоимость – самая низкая из-за высокой стоимости перехода с одного вида топлива на другой). Оговариваемая базовая цена на границе/побережье будет находиться на уровне между самой высокой и самой низкой из трех значимых стоимостей и рассчитываться как средневзвешенное значение для разных категорий конечных пользователей. Базовая цена обычно привязывается к ценам на нефтепродукты (мазут или дизельное топливо) или к цене сырой нефти (исходя из того, что соотношение цены сырой нефти к ценам нефтепродуктов будет оставаться неизменным). Это призвано гарантировать соответствие цен рыночной стоимости в период действия Контракта». В 2000-х годах концепция рыночной стоимости с учетом транспортных расходов по-прежнему была доминирующей формой ценообразования в долгосрочных европейских контрактах, хотя в конце десятилетия она стала подвергаться все более решительной критике. Вместе с тем единственным критиковавшим данную формулу человеком был П.Р. Оддел, который с самого начала голландской газовой эры утверждал, что стоимостная база отрасли занижена, и данный метод может гарантировать высокие прибыли сравнительно небольшому числу рыночных игроков (включая голландское государство) [11; 29]. Спустя почти четыре десятилетия его точку зрения поддержал официальный источник [21]: «метод рыночной стоимости позволил компаниям Шелл, Эксон и голландскому правительству получать значительно более высокие доходы, чем при ценообразовании, основанном на низкой стоимости добычи газа на месторождении Гронинген. При использо-

вании данного метода растущие объемы потребления газа не ставили автоматически под угрозу прошлые успехи нефтепродуктов на рынке». Последняя мысль – это ключ к пониманию коммерческой подоплеки ценообразования по методу рыночной стоимости за вычетом транспортных расходов на северо-западе Европы.

Чтобы ввести газ на новые рынки, компаниям по всей производственно-сбытовой газовой цепочке нужно было создать чрезвычайно капиталоемкую инфраструктуру, трубопроводы большого диаметра (как в море, так и на суше), а также крупные распределительные сети для доставки газа конечным потребителям. Следовательно, им нужно было заключать долгосрочные контракты, которые бы обязали все стороны принимать газ и оплачивать его по определенным ценам до амортизации инвестиций⁸. Большинство этих контрактов заключались на 15–25 лет. В течение этого периода большинство контрактов допускали пересмотр цен лишь раз в три года. Главная причина пересмотра заключалась в изучении претензий любой из сторон. Необходимо было исследовать, не вышли ли «экономические обстоятельства» из-под контроля сторон договора, что могло бы оправдать изменение либо базовой цены, либо формулы индексации (речь шла, в основном, о соотношении газойля к мазуту), либо того и другого вместе. Неспособность сторон согласовать условия пересмотра цены вынуждала их к тому, чтобы воспользоваться пунктом договора об арбитраже. С середины 2000-х годов стороны стали все чаще прибегать к арбитражу, хотя в течение первых нескольких десятилетий торговли газом в Европе арбитраж был довольно редким явлением.

Характерной особенностью голландских контрактов была сравнительно высокая ежедневная и годовая гибкость для покрытия сезонных (т.е. связанных с температурой) изменений спроса – в частности, до того, как многие европейские страны построили газохранилища. Она стала возможной потому, что (за исключением Италии и Швейцарии) голландский газ перемещался на сравнительно небольшие расстояния на экспортные рынки. По этой причине контракты предусматривали, помимо платы за сырьевой товар (газ), плату за пропускную способность трубопровода [21]. Все другие контракты (норвежские, российские и алжирские) содержали пункт «бери или плати», который требовал от покупателя забирать или (в случае неспособности забрать) оплатить минимальный объем газа, составлявший, как правило, 85% количества, предусмотренного на текущий «газовый год»⁹. В отличие от голландского газа, эти экспортеры поставляли газ по значительно более длинным газопроводам, и им был нужен высокий коэффициент загрузки (т.е. использование пропускной способности). Только такая загрузка могла обеспечить производителю/экспортеру финансовые потоки, позволяющие заимствовать средства для разработки месторождений, строительства трубопроводов и терминалов СПГ, необходимых для добычи и доставки газа.

Эта система долгосрочных контрактов служила гарантией того, что газ от других поставщиков не дойдет до данных рынков, и тем самым предотвращала конкуренцию внутри газовой отрасли [11]. Успех голландской модели ценообразования также проде-

⁸ Что касалось распределительных сетей, задача чаще всего заключалась в преобразовании бытового газа (производимого из угля или тяжелого бензина) в природный газ, а не в строительстве новой сети.

⁹ Во многих европейских контрактах «газовый год», т.е. год, к которому относятся количественные параметры, длится с 1 октября по 31 марта – в течение зимнего периода в северном полушарии.

монстрировал, что можно получать существенную прибыль путем продажи газа на рынках стран ОЭСР в Европе. Он также поощрял других производителей, в том числе находящихся за пределами Европы, устанавливать более высокую стоимость добычи и транспортировки газа, поскольку это давало им возможность разработки месторождений газа для его последующего экспорта в Европу.

Альтернативное ценообразование на нефтепродукты, широко обсуждаемое и включаемое, в основном, в контракты на поставки алжирского газа, предполагало привязку цен на газ к ценам на сырую нефть. Ценообразование на алжирский газ последовательно прошло ряд этапов, и до 1990-х годов принципы ценообразования на алжирский газ имели мало общего с ценообразованием других экспортеров. В первых контрактах на поставку алжирского газа не было привязки к нефтяным ценам, потому что в 1960-е годы цены на нефть снижались, и массивные инвестиции в трубопроводы и экспортные мощности означали, что строительные материалы, такие как сталь, считались более уместным ориентиром для цен на газ [1; 2; 28]. Но алжирская ценовая политика становилась все более агрессивной в 1980-е годы, и упорное требование ценового паритета с ценами на сырую нефть со стороны алжирцев на базе себестоимости производства привело к перебоям в продажах газа. Этот период, известный как «Газовая битва», закончился приостановкой всего экспорта СПГ в США и более медленным ростом экспорта в европейские страны, чем ранее прогнозировалось [35]. Обвал нефтяных цен в 1986 г. привел к пересмотру принципов ценообразования на газ, поскольку привязка к нефтяным ценам во многих случаях выливалась в прямые убытки. По этой причине существующие и новые контракты все больше соотносились с традиционным европейским принципом ценообразования, требующим привязки цен на газ к ценам на нефтепродукты [21].

6. Европейский переход к ценообразованию в хабах

Великобритания: от привязки к себестоимости до ценообразования в Национальной точке балансирования (хабе NBP)

В отличие от механизмов ценообразования в континентальной Европе (где цены привязывались к нефтепродуктам), которые появились в 1970-е годы, в Великобритании использовались другие формы ценообразования¹⁰. С самого начала газодобычи на Британском континентальном шельфе в 1960-х годах и до начала открытой конкуренции на рынке в конце 1990-х годов на британский рынок из-за рубежа поставлялись значительные объемы трубопроводного газа лишь с норвежского месторождения Тролль, и в гораздо меньших объемах импортировался СПГ из Алжира. На протяжении всех переговоров между государственной Британской газовой корпорацией (БГК, British Gas Corporation), известной также как Газовый совет, и производителями газа главный принцип ценообразования публично характеризовался как «цена, равная издержкам, цена по принципу "средние издержки плюс прибыль" или цена, базирующаяся на издержках» [12]. Однако А. Кемп описывает, как дебаты между правительством, Газовым советом и производителями колебались

¹⁰ Значимость этого заключалась в том, что большую часть этого периода Великобритания была крупнейшим рынком газа в Европе.

между ценой издержек и рыночными ценами [26]. В итоге ключевым вопросом при заключении контрактов стал вопрос индексации цены. В британских контрактах она привязывалась преимущественно к переменной цене издержек, а не к цене конкурирующих видов топлива.

Начиная с приватизации British Gas в 1986 г., правительство и регулирующие органы делали все, что в их силах, чтобы поощрять конкуренцию внутри газовой отрасли и рыночное ценообразование как на внутреннем рынке, так и в континентальной Европе [39]. На внутреннем рынке создание виртуального хаба Национальная точка балансирования (NBP) с прозрачными и широко котируемыми ценами на газ ускорило развитие свободного рынка в Британии [23]. На международном уровне построенный по инициативе государства газопровод Interconnector (IUK) в Бельгию был открыт в 1998 г., впервые создав физическую и в то же время коммерческую (ценовую) двустороннюю связь между Великобританией и континентом [17]. Появление газопровода IUK означало, что северо-западные страны континентальной Европы оказались подвержены механизмам торговли и ценообразования, которые использовались на британском рынке. Но то же самое можно сказать и о британском рынке, главные действующие лица которого рассчитывали «экспортировать» принципы рыночного ценообразования на континент, а в итоге «импортировали» принципы ценообразования континентальной Европы с привязкой к ценам на нефтепродукты. Тем не менее, как и в случае с хабом Хенри Хаб в Северной Америке, создание виртуального хаба и рынка свободной торговли означали, что любой газ, будь то на внутреннем рынке или импортируемый, должен был с того времени покупаться и продаваться по ценам NBP¹¹.

Континентальная Европа: от привязки к ценам на нефть до ценообразования в хабах

Начиная с конца 2008 г. в Европе образовался «рынок двух цен», который можно точнее охарактеризовать как рынок «гибридных цен». Это хорошо показывает рис. 2, где сравниваются три вида цен:

- цена покупки в долгосрочных контрактах Германии – в основном, с компаниями Газпром, Статойл и Газтерра; в них использовались формулы установления цены на газ с привязкой к ценам на нефтепродукты – прежде всего, на мазут и дизельное топливо;
- ежемесячно сообщаемая цена BAFA (Федерального ведомства экономики и экспортного контроля). С учетом требований конфиденциальности в европейском газовом бизнесе, это единственно прозрачная «официальная» цена, устанавливаемая для долгосрочных европейских газовых контрактов¹²;
- британская цена в хабе NBP.

Рисунок 2 показывает, что до середины 2009 г. цены немецких контрактов и BAFA были очень близкими. Это свидетельствует о том, что цены на большую часть газа, поставляемого в Германию, привязывались к ценам на нефтепродукты. Но с середины 2009 г.

¹¹ За исключением унаследованных контрактов, которые оставались в силе до истечения их сроков в 2000-х годах.

¹² Конечно, существует множество оценок служб, сообщающих о ценах, таких как Платтс, Аргус, ICIS-Херен и другие.

между двумя ценами образовался разрыв, который в разное время колебался, но в целом цена BAFA в долгосрочных контрактах была существенно ниже цен с привязкой к ценам на мазут и дизельное топливо.

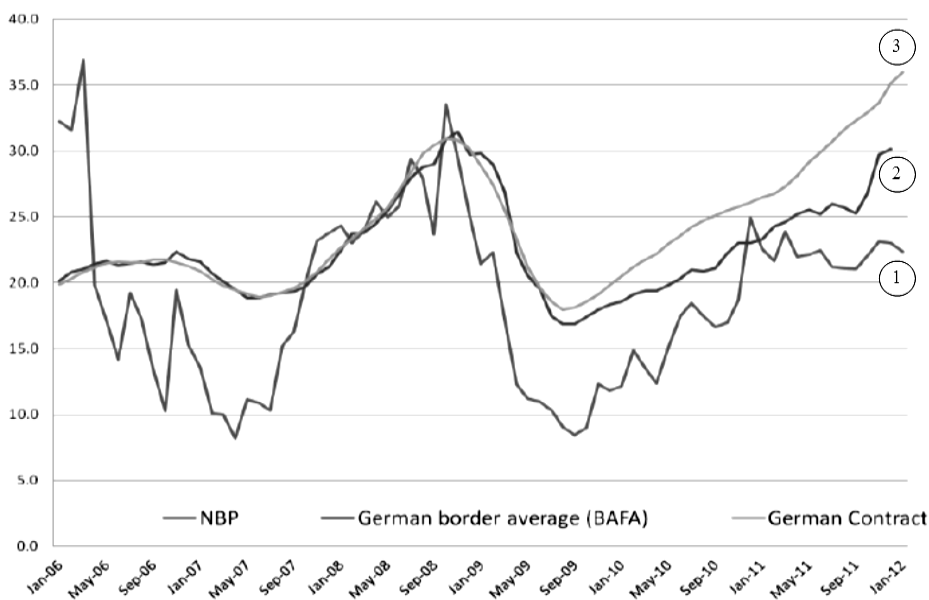


Рис. 2. Динамика цен в виртуальном хабе (NBP) – 1, цен на границе (BAFA) – 2 и цен на газ в немецких контрактах с привязкой к ценам на нефтепродукты – 3, евро/МВтч

Источник: [23].

Таблица 4 показывает рост объемов торговли и физических объемов продажи газа в европейских хабах в 2003–2010 гг. По каждому хабу объемы значительно возросли и продолжали расти в 2011 г., хотя Национальная точка балансирования в Великобритании все еще превосходит хабы континентальной Европы по объемам торговли. В этот период соотношения физических объемов газа к объемам торговли (*churn rates*) оставались ниже четырех в хабах континентальной Европы, т.е. ликвидность оставалась на низком уровне.

С конца 2008 г. европейским компаниям в сфере коммунального хозяйства стало все труднее управлять своими долгосрочными контрактами на газ с коммерческой точки зрения, поскольку цены покупки, привязанные к ценам на нефтепродукты, поднялись существенно выше цен в хабах, и они были вынуждены сократить цены продажи, чтобы удерживать клиентов. После 2008 г. стали понятны финансовые риски, связанные с ценами, привязанными к ценам на нефтепродукты, когда цены на нефть держались на уровне выше 100 долл./барр. Все импортеры газа на основе долгосрочных контрактов, в которых оговаривалась привязка цен на газ к ценам на нефтепродукты, потерпели значительные убытки. В случае с немецкими газораспределительными компаниями RWE и E.ON/Ruhrgas они достигли в 2011 г. астрономической цифры в 1 млрд евро.

Таблица 4.

**Рост торгуемых и физических объемов
в газовых хабах континентальной Европы, 2003–2010 гг., млрд куб. м**

Годы	NBP	Zeebrugge	TTF	PSV	PEG	GASPOOL	CEGH	NCG
Торговля								
2003	611	38,6	2,30	-	-	-	-	-
2004	551,9	41,1	6,20	1,1	0,3	0	-	-
2005	500,1	41,7	11,60	2,6	4	0,4	0,8	-
2006	615,2	45,1	19,10	7,1	7	1,2	8,9	0,2
2007	902,6	40,2	27,30	11,5	11,1	4,8	17,7	6,6
2008	960,8	45,4	60,20	15,6	16,5	9,7	14,9	25,3
2009	1016,1	64,9	76,10	23,5	23,1	28,6	22,8	56
2010	1236,9	65,2	106,50	43,1	27,8	62,1	34,1	84,1
Физический объем								
2003	52,5	10,2	1,30	0,1	-	-	-	-
2004	53,2	10,6	2,30	1	0,2	-	-	-
2005	53,7	8,4	3,80	2	2,7	0,3	0,7	-
2006	60,6	8,6	5,90	4,8	3,8	0,8	4,7	0,1
2007	66,8	7,9	7,40	6,8	5,1	2,2	6,9	4,1
2008	66,6	9,1	18,70	7,7	6,6	4,4	5,2	14,4
2009	74,6	12,9	25,00	11	8,1	12,9	7,6	25
2010	106,7	12,9	31,30	21,5	8,7	25,3	10,9	31,3

Источник: [24].

Для европейских покупателей газа это совершенно неприемлемая позиция, которая приводит их к выводу о том, что жизнеспособной коммерческой альтернативы установлению цен на газ в ключевых хабах на европейском рынке просто не существует. Особенно остро этот вопрос стоит в северо-западной Европе с ее жесточайшей конкуренцией и развитой системой ценообразования в хабах. К югу и востоку источники поставок физических объемов природного газа ограничены, и цены на тот газ, который эти страны могут получить, привязаны к ценам на нефтепродукты. К тому же отсутствие передающих сетей не способствует диверсификации поставок и развитию торговых хабов. Там, где это происходит, бенефициары в середине потока остаются сравнительно защищенными, но к началу 2010-х годов ситуация стала меняться и изменится еще больше с получением природного газа из СПГ и появлением новых трансграничных соединительных газопроводов [32].

Однако принцип установления цен на газ в хабах в качестве главного механизма ценообразования наталкивается на серьезное сопротивление. В то время как голландские продавцы приняли ценообразование в хабах, и норвежские продавцы мало этому противились, совершенно иную позицию занимают российский Газпром, а также алжирская компания Sonatrach. Хотя с ценами на газ в долгосрочных контрактах на поставку возникли проблемы, Газпром упорно отказывается переходить на ценообразование в хабах по двум главным причинам: во-первых, Газпром полагает, что привязка цен на газ к ценам на нефтепродукты по-прежнему остается единственно верным механизмом ценообразования, а, во-вторых, Газпром не верит, что европейские хабы достаточно ликвидны, чтобы служить надежным механизмом ценообразования, которым бы не манипулировали различные заинтересованные участники процесса [27]. Глазами наблюдателя 2012 г. можно ожидать, что будущее долгосрочных контрактов Газпрома, похоже, будет зависеть от исхода двух или трех громких международных арбитражных процессов, которые должны завершиться в конце 2012 г. или в начале 2013 г.¹³

На северо-западе Европы компании, оказывающие коммунальные услуги, все чаще оказываются в положении, когда они платят за газ по ценам, привязанным к ценам на нефтепродукты по долгосрочным контрактам, тогда как их конкуренты и их клиенты имеют возможность покупать газ по ценам, которые устанавливаются в хабах. Центральной проблемой в этой ситуации оказывается не *уровень* цен, а их *формирование*. Цены на газ больше не будут «привязаны» к ценам на нефть, потому что динамика предложения и спроса на этих двух рынках совершенно иная. Но из этого вовсе не вытекает, что газовые цены, формирующиеся в хабах, не могут снова «приблизиться» или даже превысить уровень цен на газ, привязываемых к ценам на нефтепродукты (в силу недостаточных физических объемов для удовлетворения спроса). Аргумент автора заключается в том, что необходимо установить единый механизм формирования цен на газ для всех покупателей. Разница в ценах может отражать лишь разные расходы на транспортировку газа или разные импортно-экспортные пошлины, и таким механизмом может быть только ценообразование в торговых хабах¹⁴. В 2012 г. большинство хабов в континентальной Европе все еще находились в стадии становления; однако голландский хаб TTF и британская Национальная точка балансирования – вполне ликвидные рынки, поскольку история газовой торговли в них превышает 3 года, и их можно считать надежными точками выявления рыночной цены. Цены в других хабах северо-западной Европы (Zeebrugge, PEG Nord, NCG и SEGH) были сопоставимы с ценами в этих двух сформировавшихся европейских хабах (NBP и TTF), но торговля в них ведется преимущественно в режиме реального времени при почти полном отсутствии фьючерсных контрактов.

Отказ от привязки цен на газ к ценам на нефтепродукты и переход к ценообразованию в хабах, начавшийся в Европе в 2009 г., будет продолжаться. В конечном итоге газовые хабы достаточно быстро станут ведущим механизмом в ценообразовании на большинстве рынков северо-западной Европы, и несколько медленнее эта реформа будет происходить в других регионах. По целому ряду причин переход не будет прямолинейным. Газо-

¹³ С компаниями E.ON Ruhrgas, RWE и польской компанией PGNiG.

¹⁴ Важно также, чтобы целевая модель европейского газа, которая разрабатывается в рамках Мадридского форума, была реализована к 2014 г. Она предусматривает доставку газа в узлы, где будет формироваться и цена на газ.

вым хабах в континентальной Европе по-прежнему не хватает глубины и ликвидности, хотя ситуация повсюду улучшается. Опасения по поводу манипуляции можно снять с помощью процесса усреднения цен в разные временные периоды и в разных хабах. Ценовые колебания могут частично быть устранены посредством аналогичного процесса, но они будут гораздо более существенной особенностью нового торгового регулирования и потенциальной проблемой.

Переход к ценообразованию в хабах делает нынешние долгосрочные контракты на поставку газа совершенно нелогичными. Преобразование этих контрактов будет чрезвычайно болезненным мероприятием, независимо от того, произойдет ли это путем переговоров или судебных тяжб. Однако оба процесса, скорее всего, будут иметь одинаковый исход – разница будет лишь во времени и финансовых затратах, на которые придется пойти участникам процесса. Исторические прецеденты из газовой индустрии Северной Америки и Великобритании указывают на то, что переходный период продлится несколько лет. Однако переход к новой системе ценообразования на рынках Северной Америки не включал контракты с внешними поставщиками, что делает ситуацию в континентальной Европе более запутанной.

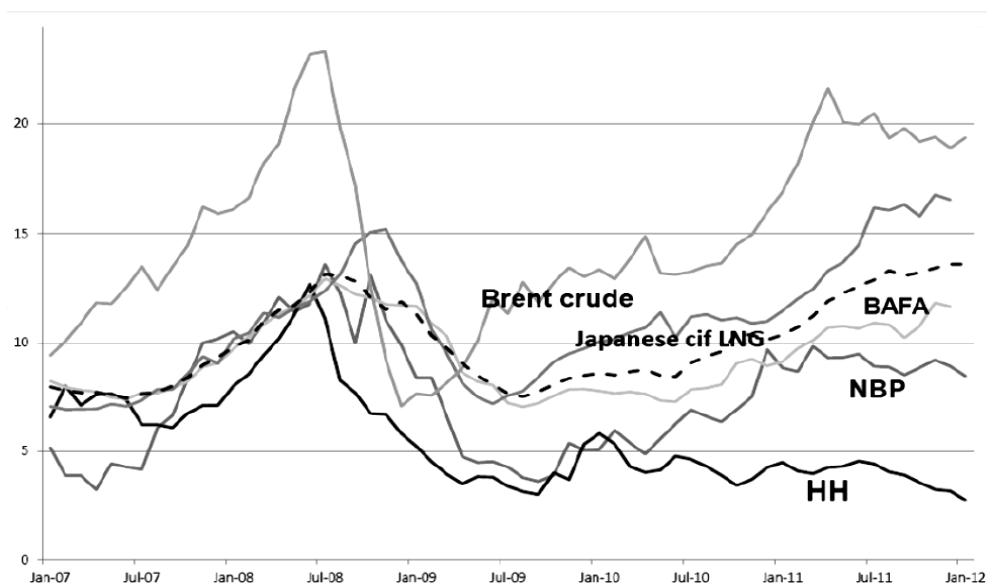
7. Ценообразование на газ: эволюционный путь?

Из опыта 1970–2010 гг. вытекает, что можно определить «эволюционный путь» установления мировых цен на газ на основании:

- цен по принципу «издержки плюс» – либо фиксированных, либо проиндексированных на величину инфляции или себестоимости;
- цен, основанных на ценах нефти – индексируемых по ценам на сырую нефть (экспортных или импортных) или на нефтепродукты и другие виды топлива;
- спотовых или фьючерсных цен в торговых хабах и на биржах.

К 2000 г. рынки Британии и Северной Америки пришли к спотовым и фьючерсным ценам, а события, имевшие место в континентальной Европе после 2000 г., подтверждают тезис об «эволюционном пути». Но существуют серьезные сомнения в том, что этот путь применим повсеместно. Есть мнение, что он ориентирован исключительно на страны ОЭСР или только на британский и североамериканский рынок. Также во многих странах и регионах ценовая эволюция и эволюция рынка может быть процессом, растянутым на несколько десятилетий. Важно не делать заявлений о том, что спотовое и фьючерсное ценообразование следует считать главным механизмом, важнее других механизмов ценообразования. Скорее можно выдвинуть гипотезу о том, что либерализация рынка и перевод газовых рынков на принципы свободной конкуренции неизбежно приведет к переходу на спотовое и фьючерсное ценообразование [21]. Это именно то, что произошло в Северной Америке и Великобритании, а в начале 2010-х годов аналогичный эффект наблюдался в континентальной Европе. Если это верно, тогда изменения в рыночной структуре и организации, особенно в странах-импортерах газа, могут быть главным и определяющим фактором изменений в международных механизмах ценообразования на газ.

К началу 2010-х годов на четырех основных газовых рынках (Северная Америка, Европа, СНГ, Азия) действовали разные механизмы ценообразования, которые приводили к большой разнице цен (рис. 3).



Примечание: BAFA – цена немецкого импорта; NBP – цена хаба NBP в Великобритании; HH – цена хаба Henry Hub, США.

Рис. 3. Динамика мировых цен на газ в Северной Америке, Европе, цены на тихоокеанский СПГ в 2007–2012 гг., долл./млн БТЕ

Источник: Rogers H.V., Oxford Institute for Energy Studies (OIEI).

В 2011–2012 гг.:

- цены на небольшие объемы газа, которые импортировала Северная Америка, основывались на спотовых ценах в хабе Хенри Хаб и на фьючерсных ценах Нью-йоркской товарно-сырьевой биржи, которые колебались в диапазоне от 2,50 до 3,00 долл./млн БТЕ. Хотя вероятный уровень фьючерсных цен был предметом энергичных споров, механизм ценообразования был вполне устоявшимся;
- континентальная Европа импортировала газ на основе двух механизмов ценообразования: цен, привязанных к нефтяным ценам в долгосрочных контрактах, и цен на уровне 10 долл./млн БТЕ, которые в 2010–2011 гг. были в среднем на 25% ниже контрактных цен;
- импортные цены на тихоокеанский СПГ ориентировались на импортные цены на сырую нефть или индексировались по ней, но на разных ценовых уровнях. В 2011 г. они варьировались от 12 до 18 долл./млн БТЕ в зависимости от даты заключения контрактов. Средневзвешенная цена составляла 16 долл./млн БТЕ. К 2012 г. доминирующей системе ценообразования с привязкой к ценам на сырую нефть ЯНК ничто не угрожало, хотя первые дискуссии касались возможности использования альтернативных механизмов ценообразования и возможности импорта СПГ из Северной Америки. В основных странах, импортировавших СПГ, не существовало никаких признаков значительной либерализации рынков газа, если не считать ограниченной региональной конкуренции между японскими энергетическими и газовыми компаниями, работающими в сфере коммунального хозяйства.

8. Мировая цена на газ: сближение или расхождение между регионами?

С середины 2000-х годов объемы сжиженного природного газа, не связанные долгосрочными контрактами, стали интенсивно торговаться между Атлантическим и Тихоокеанским бассейнами на основе контрактной гибкости в выборе пункта назначения. Таблица 5 показывает, как эти краткосрочные или «спотовые» поставки развивались в 2000-е годы. К 2010 г. эти объемы достигли 56 млрд куб. м, или 19% общей торговли СПГ [5]. Хотя это было немного в абсолютном выражении – не более 5,5% общей мировой торговли природным газом, – объемы были достаточными, чтобы оказывать влияние на цены. Эта энергичная торговля стала поводом для создания Арбитражного суда по СПГ в Атлантическом/Тихоокеанском бассейне и Арбитражного суда по СПГ/трубопроводному газу в Европе. Их влияние стало особенно заметным после 2005 г.

- Объемы краткосрочного импорта СПГ в Европе увеличивались до 2007 г., но затем резко снизились до 2009 г., когда произошло их восстановление. Затем они опять существенно выросли в 2010 г.

- Импорт в Северную Америку был подвержен аналогичным колебаниям, но резкое падение продаж случилось годом позже, в 2008 г. В это время начался бум добычи и продажи сланцевого газа, и цены в хабе Хенри Хаб рухнули. Импортируется только тот СПГ, который не может быть перенаправлен в другие пункты назначения в силу негибкости контрактов, хотя в 2010 г. реэкспорт газа превысил 1 млрд куб. м, и эта цифра почти удвоилась в 2011 г. [43].

- Азия вывезла большинство имеющихся карго из Атлантического бассейна в 2007 г. и особенно в 2008 г. и продолжала доминировать в краткосрочной торговле до конца десятилетия. В табл. 5 показано, что доля Азии в краткосрочных контрактах на СПГ выросла с менее 25% в 2005 г. почти до 80% в 2008 г. Правда, в 2010 г. она опустилась ниже 50%, в период восстановления поставок в Европе и особенно в Великобритании, где в это время открылись новые терминалы СПГ.

Таблица 5.

Краткосрочная торговля СПГ по импортирующим регионам в 1999–2010 гг., млрд куб. м

	Годы											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Европа	2,61	1,99	3,33	5,87	3,28	6,16	7,44	9,36	7,69	5,90	12,10	18,41
Азия	0,45	1,79	4,10	2,11	3,14	5,98	5,70	17,45	27,74	32,47	20,99	24,43
Северная Америка	1,66	3,72	3,24	34,47	8,34	7,90	10,05	5,42	10,19	2,59	3,57	4,41
Латинская Америка										0,44	2,30	6,0
Ближний Восток											0,99	2,91
Всего	4,72	7,50	10,67	11,44	14,76	20,04	23,19	32,32	45,61	41,40	40,05	56,16

Источник: [4].

К концу 2000-х годов эти тенденции начали порождать общее понимание того, что формируется «мировая цена на газ». Многие поверили в это в 2008 г., когда цены на газ в хабе Хенри Хаб, цены по европейским контрактам, спотовые цены и цены на газ, импортируемый в Японию, сблизились. Однако в начале 2012 г. разница в ценах на газ в разных регионах увеличилась до рекордного уровня – цены на СПГ, импортируемый в Азии, в 6–7 раз превысили цены на североамериканский газ (рис. 3). Эти события вовсе не означали, что между разными ценами на газ не существует никакой связи. Они лишь указывали на то, что динамика спроса и предложения газа, отраслевая структура и условия коммерческих контрактов резко отличаются в этих регионах. Кроме того, объем СПГ, не включенный в долгосрочные контракты и доступный для краткосрочной торговли по спотовым ценам, варьируется в разных рыночных циклах. Изменения в этом компоненте означают, что степень взаимосвязи между разными ценами на мировом рынке будет колебаться. Главные элементы, определяющие степень логической взаимосвязи между рынками и ценами в будущем на период до 2025 г., – это спрос на газ в Азии, уровень торговли и поставок североамериканского газа, и решения России по поводу объемов экспорта в Европу и цен на поставляемый газ [37].

Поэтому обсуждение мировых цен на газ вовсе не обязательно означает выравнивание цен на газ, поскольку необходимо учитывать транспортную составляющую торговли в разных частях мира. В то же время в идеале должен сформироваться эффективный мировой рынок газа¹⁵. Более узкое определение глобализации газовой торговли состоит в том, что цены в одном регионе могут находиться под сильным влиянием рыночной конъюнктуры в других регионах. Другими словами, мы можем говорить не о равномерности цен, а об их более очевидной взаимосвязи. Наиболее характерный пример – это революция сланцевого газа в Северной Америке, которая к началу 2012 г. опустила цены на газ в хабе Хенри Хаб до 2,50 долл./млн БТЕ. Первым проявлением взаимосвязи в торговле газом в разных частях мира стало то, что поставки СПГ, предназначавшиеся для США в 2000-х годах, стали доступны для других рынков. Это привело к росту краткосрочных поставок и повлияло на спотовые цены.

Новый этап растущей взаимосвязи рынков после революции в виде начала добычи североамериканского сланцевого газа может быть связан с экспортом СПГ из США и Канады во второй половине 2010-х годов. Объемы газа на мировом рынке существенно вырастут, и это повлечет за собой снижение цен. Гипотеза такова: если к концу 2010-х годов Северная Америка будет экспортировать 50–100 млрд куб. м СПГ на европейские и азиатские рынки по ценам хаба Хенри Хаб, это сильно повлияет на ценообразование и уровень цен на газ в Азии. В меньшей степени это затронет Европу (хотя, по предположению автора, Европа к этому времени уже перейдет на ценообразование в хабах). В этой гипотезе есть два крайне смелых предположения. Первое заключается в том, что американское и канадское правительства санкционируют достаточно высокий уровень экспорта СПГ (это особенно спорно в случае с США), чтобы он оказал существенное влияние на мировые поставки и цены. Второе предположение состоит в том, что цены в североамериканских хабах останутся на том уровне, при котором экспорт американского газа будет гораздо более привлекательной альтернативой, чем другие поставки в Европу и Азию – с учетом расходов на сжижение и доставку.

¹⁵ Нечто родственное североамериканскому рынку, где конкуренция снижает базисные дифференциалы между разными рыночными центрами до очень низких уровней.

Главная неопределенность в ценообразовании заключается в том, будут ли это цены, формируемые в многочисленных хабах, или цены, формируемые в одном месте – Великобритании (NBP), Нидерландах (TTF) или Германии (NCG), – будут доминировать на всем континенте подобно тому, как это происходит в Северной Америке, где доминируют цены, формируемые в хабе Хенри Хаб. Рыночные условия для перехода к спотовому и фьючерсному ценообразованию в хабах были созданы¹⁶. До сих пор в Азии не намечалось аналогичных тенденций. Таким образом, компании-импортеры СПГ – не только государственные, но и частные – не ощущают на себе давления и не чувствуют необходимости менять ныне действующий метод ценообразования. На самом деле форма собственности может быть менее важным фактором, чем давление со стороны государственных регулирующих органов, которые защищают интересы потребителей газа и электроэнергетики и заинтересованы в создании конкурентной среды для снижения цен.

До сих пор мы обсуждали ценообразование, но эта проблематика вынуждает нас также обсуждать ценовые уровни. Хотя можно иметь относительную уверенность в том, что ценообразование на газ в Северной Америке будет осуществляться в хабах и что континентальная Европа рано или поздно перейдет к такому же принципу ценообразования, будущий уровень цен на этих рынках никому неизвестен. Главная неопределенность будущей мировой торговли газом как раз и состоит в том, что никто не знает, на каком уровне установятся цены на североамериканский газ в будущем. Трудно быть уверенным в будущем с учетом того, что появившиеся в результате инвестиций, произведенных с середины до конца 2000-х годов, мощности для импорта 150 млрд куб. м СПГ в год с трудом загружаются, поскольку ценовые ожидания не оправдываются [15]. Что касается Европы, точно так же неразумно предполагать, что цены, формируемые в хабах, всегда будут значительно ниже цен в долгосрочных контрактах, привязанных к нефтяным ценам¹⁷.

Авторы международных изданий, посвященных газовой торговле, склонны анализировать преимущественно возможности укоренившихся импортеров СПГ в Северной Америке, Европе и странах Тихоокеанского региона. Таблица 6 приводит итоги исследования, проведенного Международным газовым союзом относительно оптового ценообразования на газ по регионам, в соответствии с классификациями, ранее приведенными в данной работе. Исследование касается цен на газ, продаваемый на мировом рынке, а также на газ, добываемый и потребляемый внутри стран. В табл. 6 показано, что к концу 2000-х годов на цены с привязкой к нефти, а также спотовое и фьючерсное ценообразование, приходилось 57% мировых продаж газа. Однако в регионах, не входящих в зону ОЭСР, регулируемое ценообразование разных видов остается существенным: почти 80% газа, продаваемого в Африке, торгуется по ценам ниже себестоимости, и почти 30% всего газа, продаваемого в

¹⁶ Причинно-следственная связь между либерализацией торговли и избыточным предложением не ярко выражена. В Северной Америке излишки были главным фактором, подстегивавшим либерализацию; в Великобритании либерализация торговли была главной причиной избыточного предложения, тогда как в континентальной Европе либерализация торговли уже началась, но избыточное предложение ускорило этот процесс в силу рецессии.

¹⁷ В течение непродолжительных периодов времени в декабре 2010 г. и в феврале 2012 г. спотовые цены превысили цены долгосрочных газовых контрактов, но в Великобритании в 2006 г. цены в Национальной точке балансирования превышали цены долгосрочных контрактов на поставки газа в континентальной Европе в течение нескольких месяцев [33].

странах Азиатско-Тихоокеанского региона, подчиняется той или иной форме государственного регулирования.

Таблица 6.

**Установление оптовых цен на газ по регионам в 2009 г.,
млрд куб. м**

	OPE	GOG	BM	NET	RCS	RSP	RBC	NP	NK	TOTAL
Северная Америка	0	789,4	0	0	0	0	0	9,8	0	799,2
Латинская Америка	19,7	18,0	5,2	14,0	13,1	59,0	0	0	0	129
Европа	371,7	155,7	2,3	1,0	0	19,1	0,4	4,6	0	554,8
СНГ	0	130,3	88,4	0	284,5	21,0	96,5	3,8	0	624,5
Ближний Восток	19,7	1,0	30,4	0,4	0	121,6	162,6	3,2	2,0	340,9
Африка	6,2	0	3,3	0,8	0,6	8,8	77,2	0,7	0	97,6
Азия	68,7	6,7	3,1	0	106,0	30,0	3,3	0	0	217,8
АТР	175,4	18,7	45,8	0	7,9	79,6	0	0	2,4	329,8
Мир – всего	661,4	1119,8	178,5	16,2	412,1	339,1	340	22,1	4,4	3093,6
В процентах от мира	21,4	36,2	5,8	0,5	13,3	11,0	11,0	0,7	-	100

Примечание: OPE – база нефтяных цен; GOG – конкуренция между ценами газа; BM – двусторонняя монополия; NET – цена конечного продукта; RCS – регулируемая стоимость газоснабжения; RSP – социально-политическое регулирование; RBC – установление цен ниже уровня себестоимости; NP – отсутствие цены; NK – неизвестно. Подробное описание этих категорий можно найти выше.

Источник: [16].

Таким образом, хотя страны, не входящие в ОЭСР, количественно доминируют в мировой продаже газа, только 2% газа в этих странах продается по ценам, устанавливаемым в результате внутриотраслевой конкуренции, и менее 20% газа продается с привязкой к нефтяным ценам. Причины лежат на поверхности: в странах, всецело зависимых от импортного газа – прежде всего, речь идет о континентальной Европе и тихоокеанских импортерах СПГ, – импортный газ покрывает такой высокий процент внутреннего спроса на газ, что у них нет другого выбора, кроме приведения внутренних цен на газ в соответствие с мировыми ценами. В тех странах, которые покрывают большую часть своих потребностей за счет внутренней добычи газа, нет необходимости устанавливать международные цены на газ на внутреннем рынке. Более того, в странах или регионах с низким доходом на душу населения или там, где правительства не вводят фискальный режим как часть «общественного договора» с местным населением, внутренние цены удерживаются на низком уровне по политическим причинам. Но когда внутренний спрос на газ начал

быстро расти (отчасти вследствие очень низких цен) и стал составлять значительную часть первичного спроса на энергоносители, предложение стало отставать от спроса, потому что инвестиции в новые поставки для продажи на внутреннем рынке по внутренним ценам были невыгодны. В результате во многих странах импорт СПГ (а также трубопроводного газа) стал ярким маяком в смысле обеспечения устойчивости внутреннего ценового режима. Это особенно наглядно видно на примере новых стран-импортеров, таких как Китай, Индия, страны Ближнего Востока и Латинской Америки. Когда импорт начал покрывать все большую долю внутреннего спроса, стало невозможно поддерживать низкие цены на газ; другими словами, импорт стал локомотивом внутренней реформы цен на газ. Опыт 2000-х годов говорит о том, что внутренние цены на газ могут оставаться оторванными от мировых цен лишь тогда, когда страны способны ограничить импорт газа.

Странам, которым необходимо импортировать все более значительные объемы газа, либо приходится сокращать разрыв между внутренними и мировыми ценами, либо их правительствам (или государственным компаниям-импортерам, работающим в сфере коммунального хозяйства) приходится субсидировать разницу. Подобная стратегия может быть жизнеспособной для некоторых стран Ближнего Востока, богатых нефтью (хотя это неэффективное распоряжение финансами), но для большинства стран это просто невозможно [13]. Следовательно, мировые цены на газ будут все больше влиять на внутренние цены, а значит, и на внутренние рынки газа в странах, которые начинают импортировать газ. И лишь страны, не импортирующие СПГ или трубопроводный газ, могут позволить себе сохранять разрыв в ценах.

Даже у стран-экспортеров появятся сильные экономические стимулы для сокращения разрыва между внутренними и мировыми ценами, особенно если внутренние цены находятся на гораздо более низком уровне, чем себестоимость разработки новых месторождений. Конечно, есть немногочисленные страны-экспортеры, в которых запасы настолько велики, а внутренний спрос настолько мал, что они могут позволить себе и дальше устанавливать чрезвычайно низкие внутренние цены на газ. Наиболее наглядный и, возможно, единственный пример – это Катар. Даже в таких странах, как Россия и Иран, где имеются огромные запасы газа, растущая себестоимость газодобычи и крупные государственные субсидии для поддержания цен на низком уровне в коммунальном хозяйстве вынудили Россию существенно поднять внутренние цены на газ с середины 2000-х годов, а Иран – начиная с 2011 г. Финансовые соображения полностью вытеснили приводимые ранее странами-экспортерами аргументы о том, что низкие внутренние цены на газ составляют «естественное экономическое преимущество», которым их страны предпочитают пользоваться.

9. Глобализация, картелизация или продолжение практики регионального ценообразования

До конца XX в. ценообразование на газ в мире казалось сравнительно предсказуемым – по крайней мере, с точки зрения формирования цен. Относительно стабильные ценовые режимы установились на важных региональных рынках: спотовое и фьючерсное ценообразование в Северной Америке, привязка к ценам на нефтепродукты в Европе (за исключением сравнительно недавно введенного режима спотового и фьючерсного рынка в Великобритании) и привязка к ценам на сырую нефть в Азии. В странах СНГ газ прода-

вался по политически детерминированным ценам на значительно более низком ценовом уровне, чем на мировых рынках – нередко даже ниже себестоимости газодобычи и транспортировки газа. В международной газовой торговле доминировали крупные контракты, заключаемые на 15–25 лет. На газовых рынках доминировали очень крупные государственные или частично государственные компании.

Начиная с середины 2000-х годов эта картина начала меняться в силу целого ряда факторов: стала быстро расти торговля СПГ, особенно по краткосрочным контрактам. Она поддерживалась разработкой новых месторождений сланцевого газа в Северной Америке. Все это привело к существенному росту продаж СПГ на свободном рынке. Началась частичная «глобализация» торговли, которая определяется как более тесная связь между ценами в разных регионах за счет краткосрочных контрактов. Экспортеры СПГ начали выбирать наиболее предпочтительные рынки сбыта; импортеры СПГ и трубопроводного газа начали делать выбор между СПГ и трубопроводным газом. Некоторые страны-импортеры начали экспортировать (перенаправлять) газ, который они получали по контрактам, но на который у них не было рынка сбыта. Несмотря на сравнительно ограниченный масштаб освоения этих новых месторождений с точки зрения числа участвующих компаний, объемов газа и СПГ и их влияния на ценообразование, они открыли новые возможности, которых раньше не существовало, и которые даже не рассматривались. Конкретно они изменили общий подход к ценообразованию и формированию цен на газ на мировых рынках, а также представления об оптимальном уровне цен на газ. Последствия состоят в том, что, за исключением Азии, цены на газ будут формироваться иначе на мировых рынках в 2010-х годах, а в 2020-х годах ценообразование еще больше усложнится.

В 2000-е годы Северная Америка снова включилась в мировую торговлю газом через контракты на импорт СПГ, но потом начала выключаться из мирового процесса, поскольку цены в хабе Хенри Хаб упали в связи с началом разработки месторождений сланцевого газа. В 2010-е годы регион может вновь выйти на международную арену, поставляя СПГ в Европу и Тихоокеанский бассейн. Потенциально это может отразиться на всей мировой торговле газом и на уровне цен.

В континентальной Европе вышеописанные события совпали в конце 2000-х годов с либерализацией газовых рынков (этот процесс начался в ЕС в 1980-е годы) и с рецессией, которая снизила спрос и создала избыток предложения. К началу 2010-х годов стало все труднее оспаривать тот факт, что следует ориентироваться на спотовые цены в хабах, а не на долгосрочные контракты, в которых цены привязаны к стоимости нефтепродуктов. По крайней мере, это стало актуально для северо-западной Европы, поскольку подобный механизм формирования цен лучше всего отражает рыночные условия. Но концентрация поставщиков в Европе повышает вероятность того, что переход к спотовым ценам будет означать возможность картелизации: явный или молчаливый ценовой сговор между основными поставщиками Европы, заинтересованными в контроле над объемами поставок и ценами на газ. В 2012 г. не было признаков формирования каких-либо картелей экспортеров, и в любом случае успех подобных картелей не гарантирован. Однако вероятность их появления в отдаленной перспективе сохраняется.

В Азии, при отсутствии изменений в динамике спроса и предложения или решительного сдвига в направлении либерализации и конкуренции в основных странах-импортерах СПГ трудно увидеть перспективу резкого отхода в 2010-х годах от нынешнего ценообразования на газ на основе ЯНК в Японии, Корее и Тайване. Но подобный сдвиг невозможно

откладывать до бесконечности. Хотя в нынешнем десятилетии перемен ждать не придется, сроки строительства новых заводов по сжижению газа указывают на то, что любые изменения в начале 2020-х годов могут повлиять на эти проекты в начальные годы до того, как окупятся инвестиции. Тем не менее Азия остается самым наглядным примером регионального ценообразования на газ в 2010-х годах.

Объемы продаваемого на мировом рынке газа, цены на который не формируются в хабах и не привязываются к нефти, значительно ниже – около 5%. Рано или поздно, всем придется платить за газ по мировым ценам, так как в мире все меньше стран, готовых продавать газ по ценам значительно ниже рыночных по политическим мотивам. В качестве примера можно привести экспорт российского и среднеазиатского газа в другие страны СНГ в постсоветскую эпоху. В конце 2000-х годов поставки по ценам ниже рыночных были постепенно отменены. Во многих из этих регионов будет иметь смысл развивать новые внутренние поставки газа по ценам ниже импортных, но внутренние цены все равно придется существенно поднимать, что может спровоцировать внутривнутриполитические проблемы. В начале 2010-х годов в России и западных странах СНГ цены на газ значительно выросли, и они также подняты в Иране, хотя во всех случаях «процесс продолжается».

Не слишком большая «эволюция» вероятна в условиях монопольной собственности на цепочку газовых поставок, будь то государственной или частной, потому что в этих условиях неизбежно субсидирование, которое в большинстве случаев не может быть долгосрочно устойчивым, и правительства разных стран все энергичнее бьются над решением этой проблемы. Следовательно, рынки газа в 2010-х годах станут более глобальными, но свободная торговля будет ограничена теми странами, которые готовы платить за газ по рыночным ценам. Автор данной статьи убежден, что в конце 2010-х и особенно в 2020-е годы мировые цены на газ будут все чаще устанавливаться в торговых хабах, а не привязываться к ценам на нефть или нефтепродукты.

* *

*

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Aissoui A.* Algeria: The Political Economy of Oil and Gas. OUP/OIES, 2001. Tab. 7.7. P. 190.
2. *Aissoui A.* Algerian Gas: Sonatrach's Policies and the Options Ahead // R. Mabro, I. Wybrew-Bond (eds.) Gas to Europe: The Strategies of Four Major Suppliers. Oxford: Oxford University Press, 1999.
3. *Bindemann K.* Production Sharing Agreements: an Economic Analysis. OIES, 1999.
4. *Cedigaz Natural Gas in the World: 2011 Edition.* Tab. 51. P. 125. Tab. 52. P. 131–132. Tab. 56. P. 137. Tab. 63. P. 150.
5. *Cedigaz Natural Gas in the World: 2010 Edition.* Tab. 62. P. 149.
6. *Cedigaz Natural Gas in the World: 1997 Survey.* Tab. 40. P. 101.
7. *Cedigaz Natural Gas in the World: 1993 Survey.* Tab. 31. P. 80. Tab. 62. P. 149.
8. *Cedigaz Natural Gas in the World: 1992 Survey.* Tab. 21. P. 52. Tab. 22. P. 53.
9. *Cedigaz Natural Gas in the World: 1983 Survey.* Tab. 13. P. 32. Tab. 14. P. 33.
10. *Cedigaz Natural Gas in Review 2006.* Tab. 4. P. 10.
11. *Correlje A., Van der Linde C., Westerwoudt T.* Natural Gas in the Netherlands: from Cooperation to Competition. Amsterdam: Oranje-Nassau Group, 2003. P. 68, 70.
12. *Dam K.W.* Oil Resources: Who Gets What How? University of Chicago Press, 1976. P. 75.

13. *Fattouh B., Stern J.P.* (eds.) Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa. OIES/OUP. 2011. Ch. 16.
14. *Foss M.* The Outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry Hub at \$3 or \$10?: OIES Working Paper. 2011. P. 28–38.
15. *Foss M.* US Natural Gas Prices to 2015: OIES Working Paper. 2007.
16. *Fulwood M.* Trends in Wholesale Gas Price Formation Mechanisms: Results of the 2009 IGU Survey'. P. 180–185.
17. *Futyran M.* The Interconnector Pipeline: A Key Link in Europe's Gas Network: OIES Working Paper. 2006.
18. EIA Annual Energy Outlook 2011.
19. EIA Annual Energy Outlook 2010.
20. EIA An Updated Annual Energy Outlook 2009 Reference Case.
21. Energy Charter Secretariat. Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. 2007. Ch. 2. P. 59–60, 100, 147, 152, 161–163.
22. Energy Sector Management Assistance Programme, Long Term Gas Contracts: Principles and Applications. World Bank/UNDP, Report No 152/93, January 1993.
23. *Heather P.* The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain: OIES Working Paper. 2010.
24. IEA. Medium Term Oil and Gas Markets 2011. Paris: IEA WEO, 2011, P. 220.
25. IEA 1998. P. 32.
26. *Kemp A.* The Official History of North Sea Oil and Gas. Vol. I: The Growing Dominance of the State. Routledge, 2011. Ch. 4. P. 140–235.
27. *Komlev S.* Genetic Engineering is Detrimental to LT Contrasts (sic). European Gas Conference 2012. Vienna, January 2012.
28. *Mabro R., Wybrew-Bond I.* Gas to Europe: The Strategies of Four Major Suppliers. OIES/OUP, 1999. P. 3.
29. *Odell P.R.* Natural Gas in Western Europe: A Case Study in the Economic Geography of Energy Markets. Haarlem: de Erven F. Bohn NV, 1969.
30. *Pirani S.* Russian and CIS Gas Markets and Their Impact on Europe. OIES/OUP, 2009. P. 292–293, 403–409.
31. *Stern J.* The Pricing of Internationally Traded Gas. OIES/Oxford University Press, 2012. Forthcoming.
32. *Stern J.P., Rogers H.V.* The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe: OIES Working Paper. 2011.
33. *Stern J.P.* Is there a Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long Term Gas Contracts?: OIES Working Paper. 2007.
34. *Stern J., Honore H.* Large Scale Investments in Liberalized Gas Markets: the Case of the UK. 2004. P. 24–25, 55.
35. *Stern J.P.* International Gas Trade in Europe: The Policies of Exporting and Importing Countries. RIIA/Heinemann, 1984. P. 73–87.
36. *Stern J.P.* Soviet Natural Gas Development to 1990. Lexington Books/DC Heath, 1980. Table 2.15. P. 59.
37. *Rogers H.V.* The Impact of a Globalising Market on Future European Gas Supply and Pricing: The Importance of North American Supply and Asian Demand: OIES Working Paper. 2012.
38. *Tussing A.R., Barlow C.C.* The Natural Gas Industry: Evolution, Structure and Economics. Cambridge: Ballinger, 1984. Ch. 5.
39. *Wright P.* Gas Prices in the UK: Markets and Insecurity of Supply. OIES/OUP, 2006. Ch. 3, 4.
40. http://www.customs.go.jp/toukei/info/index_e.htm
41. <http://www.tepco.co.jp/en/customer/guide/fuelcost-e.html>
42. <http://www.osakagas.co.jp/en/ir/library/ar/pdf>
43. <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2012>