

Ирина Миронова

Механизмы ценообразования на газ в мире:
обзор по регионам, проблематика глобализации
и выводы для России

Механизмы ценообразования на газ в мире: обзор по регионам, проблематика глобализации и выводы для России, Автор: Миронова И.Ю., СПб, 2015.

Автор:

Миронова Ирина Юрьевна – инженер-исследователь и аспирант Института энергетических исследований РАН, старший преподаватель международной программы ЭНЕРПО Европейского Университета в Санкт-Петербурге, корреспондент аналитического бюллетеня European Energy Review (Амстердам, Нидерланды). В 2010-2012 гг. работала в редакции журнала Индекс Безопасности в качестве помощника, затем – заместителя главного редактора. В 2013 г. выполняла исследовательский проект «Обмен активами в энергетическом секторе» в Секретариате Энергетической Хартии (Брюссель, Бельгия). В течение весеннего семестра 2014 г. вела курс «Экономика и регулирование энергетического сектора» в Академии ОБСЕ в Бишкеке (Кыргызстан). В течение осеннего семестра 2014 г. осуществляла поддержку курсов в рамках магистерской программы «Системные исследования энергетических рынков» на базовой кафедре ИНЭИ РАН и РГУНГ им. Губкина.

Выпускница университета Гронингена (Нидерланды) по программе «Новейшая история и международные отношения» (2010), выпускница факультета международных отношений Уральского государственного университета по направлению «Востоковедение» (2008).

Контакты

Санкт-Петербург, ул. Гагаринская 3,
Европейский университет в Санкт-
Петербурге

<http://eu.spb.ru/>

irina.mironova.usu@gmail.com

Настоящее издание может свободно и без получения особого разрешения правообладателя распространяться в электронном виде при условии, что копирование и/или распространение не преследует целей извлечения прибыли, сохраняется указание имен авторов и правообладателя и не модифицируется, включая конвертацию в другие форматы файлов, оригинальная электронная версия издания, которую можно загрузить с сайта.

Оглавление

Введение	4
Некоторые базовые концепции	5
Спрос, предложение, цена	5
Классификация механизмов ценообразования на природный газ.....	9
Регулируемое ценообразование	10
Индексация по цене на нефть и другим альтернативным видам топлива.....	11
Конкурентное ценообразование	12
Ценообразование на газ в различных регионах и в мире	14
Обзор использования механизмов ценообразования в мире.....	14
Уровни цен	18
Азиатско-Тихоокеанский регион	19
Европа	25
Северная Америка	27
Другие регионы.....	29
Латинская Америка	30
Ближний Восток	31
Африка.....	31
Вопросы по глобализации механизмов ценообразования на газ	36
В чем заключается концепция глобализации применительно к рынкам природного газа?.....	36
За счет каких механизмов такая глобализация должна [была] произойти?	37
Что же наблюдаем на практике?	38
Заключение	42
Механизмы ценообразования	42
Региональная динамика.....	42
Глобализация.....	44
Выводы для России	44
Список литературы	46

Введение

С развитием торговли природным газом в международном масштабе, вопросы ценообразования приобрели серьезное значение для участников рынка. Все большее внимание получает вопрос либерализации рынков и развития торговли энергоресурсом на бирже, в качестве биржевого товара. Однако есть ряд отличий, которые не позволяют рассматривать природный газ в качестве такого стандартного товара – прежде всего тот факт, что это природный ресурс, запасы которого распределены неравномерно, а инвестиции в добычу и транспортировку – высокоспецифичны. Тем не менее, биржевая торговля природным газом развивается в разных регионах мира – уже завоевав долю 99% на североамериканском рынке, конкурентное ценообразование усиливает позиции и на европейском рынке.

Что ждет рынки природного газа - всеобщий переход на конкурентное ценообразование и интеграция? Или есть определенные вопросы в таком переходе, и о глобальном рынке природного газа говорить рано?

В данной работе рассмотрены основные механизмы ценообразования на газ, их использование в ключевых регионах, а также перспективы глобализации рынков природного газа.

Некоторые базовые концепции

Спрос, предложение, цена

Пока природный газ проходит свой путь от скважины до конечного потребителя, он оценивается не один раз – и поэтому вдоль цепочки поставок (Рисунок 1) возникает несколько типов цен.

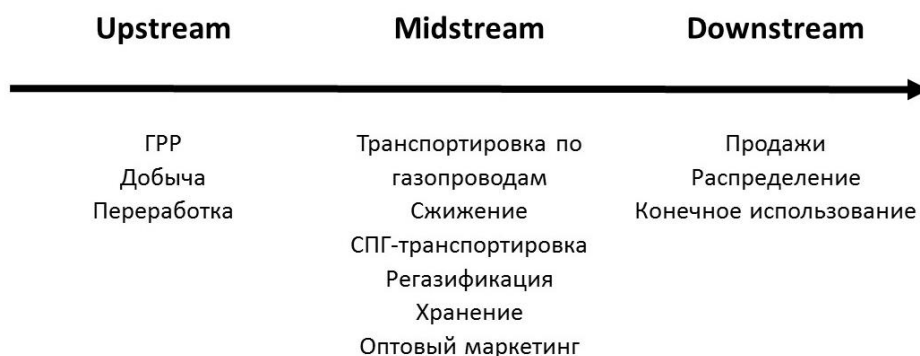
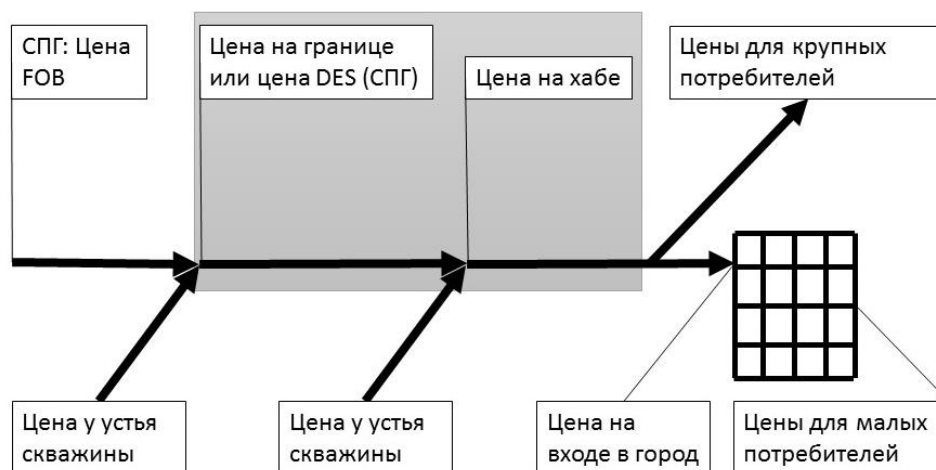


Рисунок 1 – Цепочка поставок / формирования стоимости природного газа

Можно выделить цены у устья скважины, цены СПГ (FOB и DES), цены на границе, цены на хабах, цены на входе в газораспределительные системы городов, цены для крупных и малых конечных потребителей. Все они изображены на схеме (Рисунок 2), а пояснения даны в *Таблице 1*. В данной работе мы, вслед за Международным Газовым Союзом (который предоставляет основной массив статистических данных по теме ценообразования на природный газ), будем говорить об оптовых ценах на газ – зона оптовых цен выделена на графике серым цветом.



Источник: составлено на базе [IGU, 2011, с. 8]

Рисунок 2 – Типы цен, существующие вдоль цепочки поставок природного газа

Таблица 1. Типы цен, существующие вдоль цепочки поставок природного газа:

Пояснения

Тип цены	Пояснения
Цена у устья скважины	Цена, которая отражает издержки, понесенные до начала сегмента транспортировки (добыча, сжатие, налоги на добычу и пр.)
Сетевой газ: Цена на границе	Цена газа в точке пересечения границы либо в точке разгрузки (в случае СПГ – регазификационный терминал). К данной категории относятся цены на сетевой газ и СПГ, которые публикуют Администрация энергетической информации США, Евростат, Международное энергетическое агентство.
СПГ: цены FOB (Free On Board) и DES (Delivery Ex-Ship)	Цена FOB (Free On Board) – цена на СПГ в точке погрузки, которая отражает издержки по добыче, переработке и транспортировке до терминала СПГ, а также стоимость сжижения. Цена FOB не включает стоимость транспортировки СПГ-танкером и регазификации. Цена DES (Delivered Ex-Ship) – цена на СПГ в точке разгрузки. Включает те же издержки, что и цена FOB, плюс стоимость транспортировки СПГ-танкером.
Цена на хабе	Газовый хаб – это точка, в которой происходит обмен правом собственности на газ между продавцом и покупателем. В начальной стадии развития рынков эта точка имела исключительно административное значение (функция учета сделок по продаже природного газа). Хаб может быть физическим (точка пересечения нескольких газопроводов в сочетании с прилежащими газохранилищами и/или СПГ-терминалами) или виртуальным.
Цена на входе в город (Citygate price)	Цена на «citygate» - это цена на входе в распределительную сеть низкого давления. Помимо США эти цены не публикуются и не документируются. В США цена отражает цены на хабе плюс стоимость транспортировки до точки входа в распределительную сеть.
Цены для конечных потребителей	Цены для конечных потребителей – это цены, по которым газ поставляется генерирующим компаниям, промышленным предприятиям, коммерческим и частным пользователям в точке подсоединения пользователя к газотранспортной системе. Именно на этом этапе происходит межтопливная конкуренция ¹ , поэтому цены имеют важное значение.
Принцип «нетбэк»	Принцип «нетбэк» заключается в том, что цена в конкретной точке цепочки поставок определяется на основе «обратного отсчета» от какой-либо иной стоимости: цены конкурирующего вида топлива или конечной стоимости продукта, произведенного на основе этого энергоресурса, путем вычета затрат вдоль цепочки формирования стоимости.
Принцип «издержки-плюс»	Принцип «издержки-плюс» заключается в том, что цена в конкретной точке цепочки поставок определяется как сумма издержек по добыче и транспортировке газа до этой точки.

Источник: составлено на основе [IGU, 2011, с. 9–10]

Основные споры вызывают вопросы ценообразования именно для оптовых сделок с природным газом. Во-первых, оптовые цены попадают под национальное и наднациональное регулирование (а это один из основных предметов рассмотрения при анализе международной торговли природным газом). Во-вторых, оптовые цены непосредственно влияют как на цены для конечных потребителей, так и на механизмы ценообразования в точках ниже по цепочке поставок. К примеру, ситуацию, когда оптовые сделки с газом осуществляются на конкурентной основе, а конечные цены определяются уровнем цен на конкурирующие топлива, представить довольно сложно. В-

¹ Межтопливная конкуренция – взаимозаменяемость между источниками энергии на основе ценовой конкуренции. Подробнее см. [Митрова, Т.А.Галкина, 2013]

третьих, на цены на входе в город и цены для конечных потребителей влияют налоговая политика, а также ряд вопросов местного значения (от особенностей сезонного спроса и предложения до проблем инфраструктуры, конкуренции в секторе распределения, и т.п.). В силу этих причин, основной сферой рассмотрения в данной работе будут прежде всего оптовые цены на природный газ.

В экономической теории цена на товар определяется как точка равновесия между спросом и предложением. Равновесная цена означает, что товара произведено столько, сколько требуется покупателю. [Экономическая теория (Политэкономия), 2011, с. 172]

Кривая предложения определяется предельными издержками – т.е. издержками, связанными с поставкой на рынок каждой следующей единицы товара. Формирование кривой предельных издержек в долгосрочной схематично показано на графике ниже (Рисунок 3): по мере увеличения возможных издержек (т.е. издержек, при которых природный газ на данном рынке будет востребован) увеличивается объем газа, доступного для данного рынка. Как правило, наиболее дешевые источники поставок – это традиционный газ, добываемый на собственных месторождениях и поставляемый по трубопроводам, строительство которых уже окупилось. Более дорогие поставки – это СПГ, газ, транспортируемый по трубопроводам на большие расстояния, газ с еще не окупившихся проектов, газ с нетрадиционных месторождений.²



Рисунок 3 – График предельных издержек в долгосрочной перспективе, формирующих кривую предложения

² Пример анализа кривой предложения (цены производства) нефти: [ИНЭИ РАН, АЦРФ, 2013, с. 33]

Определение издержек – полезный инструмент, однако показатель не может полноценно использоваться для анализа уровня цен. Во-первых, не всегда можно нарисовать адекватную кривую предельных издержек, так как в отличие данных по объемам и ценам, исчерпывающие данные по издержкам получить гораздо сложнее. Помимо данных по проектам, в таком анализе всего будет присутствовать элемент оценки. Во-вторых, форма кривой будет со временем меняться по мере развития в секторах добычи и транспортировки – когда один и тот же источник может переместиться вверх или вниз вдоль кривой. Новые источники поставок могут вытеснить существующие. Поэтому кривая не статичная.

Тем не менее, игнорирование фактора издержек может привести к проблемам обеспечения долгосрочной безопасности поставок.

На противоположной чаше весов находится кривая спроса. Объем спроса находится в обратной зависимости от цены: чем выше цена, тем ниже спрос. При этом насколько быстро спрос снижается при повышении цены, зависит от *эластичности*. Кривая спроса также не является статичной – на нее влияют такие факторы, как экономический рост (который повышает уровень спроса на энергоресурсы); изменение показателей энергоэффективности (потребление энергоресурсов на единицу ВВП); изменение структуры энергобаланса. Потребители осуществляют переключение с одного вида топлива на другой в зависимости от цен на различные виды топлива, а также в соответствии с гибкостью оборудования, которое они используют. На графике ниже (Рисунок 4) схематично изображена кривая спроса, иллюстрирующая, как при повышении цен происходит переключение с природного газа на другие виды топлива. При этом степень межтопливной конкуренции находится в прямой зависимости от наличия и объема мощностей, позволяющих такое переключение.

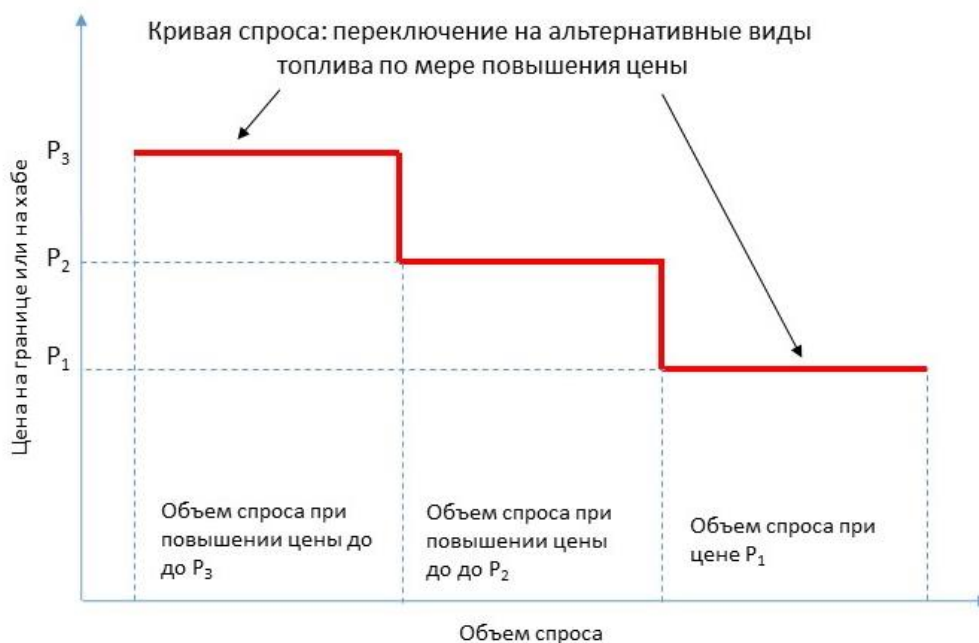


Рисунок 4 – Кривая спроса: переключение на альтернативные виды топлива по мере повышения цены

Классификация механизмов ценообразования на природный газ

Если цена – это сигнал рынка для поставщика и покупателя, то механизм ценообразования – это способ определения цены. Механизм ценообразования на газ имеет важное значение, так как он оказывает непосредственное влияние на роль, которую газ играет в энергобалансе той или иной страны.

В целом можно выделить следующие три группы: регулируемое ценообразование; конкурентное (рыночное) ценообразование; индексация – в том числе основной тип индексации, используемый в торговле природным газом – привязка к ценам на нефть.

Международный Газовый Союз вообще-то дает более детальную классификацию механизмов ценообразования на газ [IGU, 2015, с. 7], включающую следующие категории:

1. Конкурентное ценообразование (конкуренция газ-газ, gas-on-gas competition, аббревиатура: GOG): ресурс продается по цене, определяемой рынком, на основе спотовых сделок или по долгосрочным контрактам;
2. Индексация по цене на нефтепродукты (oil price escalation, аббревиатура: OPE): цена задается в соответствии с формулой привязки к нефти в долгосрочном контракте;
3. Двусторонняя монополия (bilateral monopoly, аббревиатура: BIM): один крупный поставщик и один или несколько крупных покупателей устанавливают цену в двустороннем порядке;

4. Встречная цена по стоимости конечного продукта (netback, нетбэк, аббревиатура: NET): цена, которую получает продавец, отражает цену, которую получает покупатель за тот продукт, который сам производит с использованием природного газа;
5. Регулируемые цены на уровне себестоимости (regulation – cost of service, аббревиатура: RCS): цены устанавливаются регулирующим органом в соответствии с себестоимостью производства, транспортировки, а также с учетом возврата на инвестиции;
6. Регулируемые цены на социально-политической основе (regulation – social and political, аббревиатура: RSP): цена устанавливается в зависимости от оценок платежеспособности покупателя, затрат производителя, а также потребностей правительства в доходах;
7. Регулируемые цены (regulation – below cost, ниже себестоимости, аббревиатура: RBC): цена намеренно устанавливается ниже стоимости производства и транспортировки и представляет собой субсидию покупателю, при этом продавец получает компенсацию из бюджета;
8. Без цены (no price, аббревиатура: NP): экстремальная форма регулируемых цен ниже себестоимости.

Категории OPE, GOG, BIM и NET относят к числу рыночных механизмов, в категории RCS, RSP, RBC и NP – к числу регулируемых. [IGU, 2015, с. 26] Ниже мы рассмотрим категории регулируемого ценообразования, а вот индексацию и конкурентное ценообразование мы разведем в два отдельных раздела.

Регулируемое ценообразование

Регулируемое ценообразование подразумевает установление уровня цен в административном порядке. Издержки могут приниматься во внимание, однако далеко не всегда системно отражены: в одних случаях могут учитываться капитальные и операционные издержки; в других – только операционные издержки. Если уровень цен не отражает уровня издержек (в классификации, приведенной выше, такая ситуация описывается как регулирование ниже уровня себестоимости), то возникает необходимость финансирования добывающих компаний из гос.бюджета / использования субсидий.

Социально-политические мотивы являются одними из наиболее сильных мотиваторов в регулировании цен. Такое регулирование направлено на сохранение конкурентоспособности промышленности, снижения расходов населения, а также на сдерживание социальных волнений.

В некоторых странах цены на природный газ устанавливаются на более низком уровне с целью поощрения более активного его использования и переключения на газ с других видов топлива. Такая практика нередко встречается в странах-экспортерах нефти, где наблюдается рост спроса на нефть при отсутствии возможности наращивать добычу: использование природного газа на внутреннем рынке позволяет сохранить объемы нефти для экспорта.

Формулы, в соответствии с которыми определяются цены в данной категории, достаточно просты и могут просто повышать цену ежегодно на какой-то процент. Более часто встречаются поправки ad hoc с учетом различных сигналов – состояние бюджета, макроэкономические показатели, состояние компаний газового сектора, ситуация в секторах потребления.

В целом, регулирование цен на газ используется в основном на внутренних рынках природного газа. В случаях, когда цены не отражают всех издержек; регулирование цен на газ сопряжено с использованием инструмента субсидий. В странах, где цена газа для конечного потребителя не покрывает издержек по его добыче и поставкам, и где правительствам приходится поддерживать рост объемов спроса и поставок, субсидирование цен на газ становится серьезной нагрузкой для бюджетов. В периоды скачков цен на газ, странам-импортерам сложнее поддерживать данный механизм. Как правило, власти в этой ситуации реагируют двумя путями: проведение выборочной либерализации цен для некоторых категорий крупных потребителей и/или повышения регулируемых цен на предельно допустимый с политической точки зрения уровень. Обычно субсидии сохраняются для бытовых потребителей и химической промышленности.

Индексация по цене на нефть и другим альтернативным видам топлива

По сути индексация является одним из рыночных механизмов, изначально ее суть заключалась в том, чтобы отразить ценность газа в секторах его использования, и при этом использовать скидку по сравнению с ценами других топлив, чтобы увеличить долю именно природного газа в данных секторах. В последние десять лет вопрос о целесообразности привязки цены газа к ценам на нефть широко обсуждается и оспаривается его экономическая целесообразность, причем не только в Европе, но и в АТР. Поэтому данный механизм заслуживает более детального рассмотрения.

К вопросу о ценности газа поставщики и потребители подходят с разных позиций. Справедливая цена для поставщика отражает затраты, увеличенные на нормальный уровень прибыли газовой отрасли. Это – цена, учитывающая издержки на

воспроизводство мощностей. Ее можно рассматривать как реальную цену предложения газа. Одна из предложенных формул расчета такой цены основывается на методе ЧДД.³

Справедливая цена для покупателя может быть определена как цена, при которой газ конкурентоспособен на внутреннем рынке данной страны с учетом его экологических преимуществ и потребительских свойств (среди таких высоких свойств выделяют скорость строительства газовых станций, отсутствие необходимости наличия железнодорожной инфраструктуры, удобство размещения и т.д.). Поэтому основная задача – это определение индикативного уровня цен, при которых использование газа в странах-импортерах имеет экономический смысл.

Индикативный уровень возможно определить путем анализа цен альтернативных видов топлива согласно их весу в энергетическом балансе страны-потребителя. Индексация, учитывающая вес конкурирующих топлив в энергобалансе стран-импортеров, является достаточно адекватным механизмом в двустороннем (*но не региональном*) формате⁴. Чтобы такая формула работала наиболее эффективно в интересах обеих сторон, подписавших контракт, она должна отражать цены на топлива, реально конкурирующие с газом в секторе конечного потребления данного региона или страны. Поэтому при использовании индексации по ценам альтернативных топлив должна быть реальной возможность переключения потребителя на эти источники. Если реальной возможности переключения на эти источники нет, то нет и адекватного обоснования для их использования в формуле привязки.

Конкурентное ценообразование

Как отмечается в исследовании Секретариата Энергетической Хартии 2007 г. [Dickel и др., 2007, с. 66], форматом, который может обеспечить уровень цены, отражающий баланс спроса и предложения, а также прозрачность, является механизм биржевого торга. Хеджирование осуществляется за счет использования производных инструментов – таким образом, в качестве основного формата конкурентного рынка рассматривается торговля природным газом на бирже в привязке к определенному физическому рынку. При этом, наличие других механизмов обеспечения безопасности поставок и гарантии цены как для покупателя, так и для поставщика (долгосрочные

³ ЧДД – чистый дисконтированный доход. Подробнее см. [Milovidov, 2006, с. 22]

⁴ Сложность индексации в региональном формате связана с тем, что при индексации должны учитываться особенности энергобаланса, а внутри региона – структура как энергобалансов, так и сами системы налогообложения, субсидирования, регулирования рынков и соответственно цен, значительно различаются. Таким образом, усредненные по региону значения могут значительно отличаться от оптимальных процентов индексации по каждому из национальных рынков. См. например: [Miyamoto, Ishiguro, 2009, с. 14, 26]

контракты, вертикальная интеграция) объясняется отсутствием рынков для физических операций либо наличием высоких транзакционных издержек.

Категория конкуренции газ-газ (GOG) несколько шире описанной выше (торговля на бирже со ссылкой на хаб). Внутри категории GOG МГС выделяет следующие типы сделок [IGU, 2015, с. 31]:

- Торги со ссылкой на физическое или виртуальное расположение (хаб) в рамках различных временных периодов (сутки, неделя, месяц, квартал, сезон, год и т.д.). Пример – Henry Hub, NBP, другие европейские хабы. К этой категории относятся долгосрочные контракты, ссылающиеся на цены на хабах.
- Двусторонние сделки на рынках, где отсутствует хаб. Пример – торговля в двустороннем формате в Австралии, Аргентине и России.
- Спотовые сделки с СПГ в регионах, где отсутствуют хабы, но краткосрочные сделки отражают баланс спроса и предложения.

Баланс спроса и предложения – это важно, однако цена на газ далеко не всегда является равновесной в определениях экономической теории. Природный газ как товар обладает рядом свойств, которые не позволяют ему стать типичным торгуемым на бирже товаром; и даже от нефти природный газ отличается в значительной степени.

В разделе рассмотрены возможные классификации механизмов ценообразования, выделены три основных группы: регулируемое ценообразование, конкурентное ценообразование, индексация по цене на нефть и ценам альтернативных видов топлива.

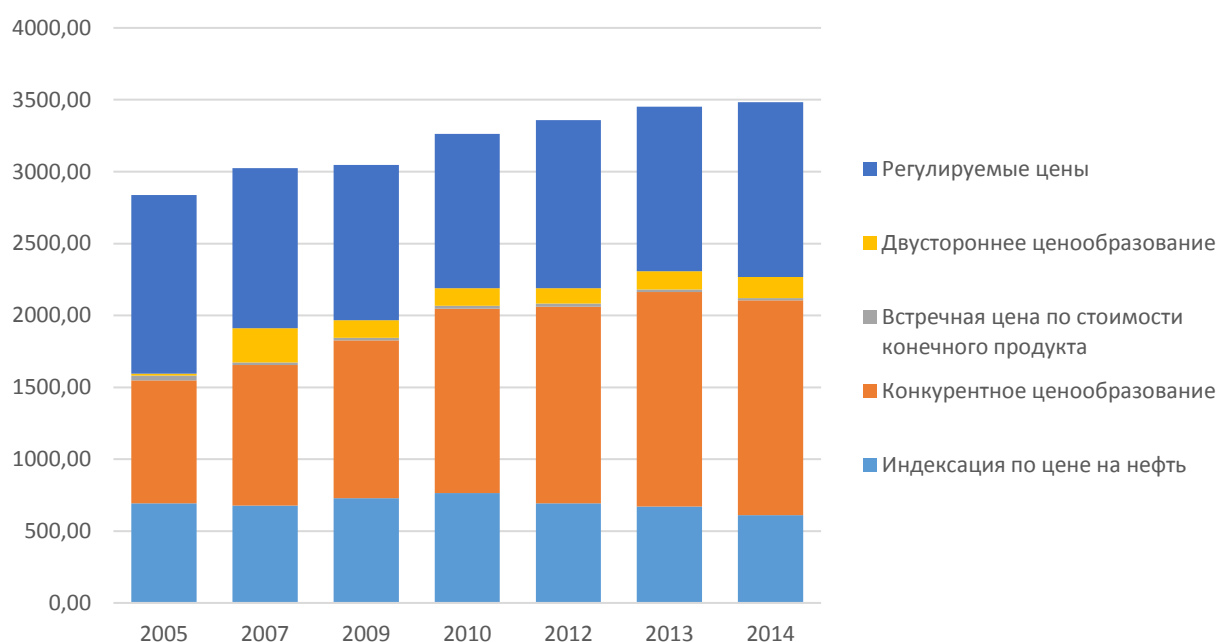
Регулирование цен на газ используется в основном на внутренних рынках природного газа. В случаях, когда цены не отражают всех издержек; регулирование цен на газ сопряжено с использованием инструмента субсидий.

Привязка к нефти – по сути, исторически закрепившийся вариант определения индикативной цены по альтернативному источнику (нефтепродуктам) на этапе формирования рынков природного газа в Европе и АТР. Задача в отношении механизма привязки к ценам на нефть – не столько отказ от него в пользу торгов, сколько внедрение индексации, отражающей ценность газа для рынка страны/региона.

Ценообразование на газ в различных регионах и в мире

Обзор использования механизмов ценообразования в мире

На графике ниже (Рисунок 5) видно, что баланс между тремя основными типами ценообразования в течение последних лет изменялся. В период с 2005 по 2014 гг. объем газа, продаваемого по регулируемым ценам, оставался практически на неизменном уровне (1241,7 млрд куб. м в 2005 г. и 1215,1 млрд куб. м в 2014 г.). Объем газа, поставляемого по конкурентным ценам, вырос с 853,5 до 1493,9 млрд куб. м в этот же период, опередив таким образом категорию газа по регулируемым ценам. Наконец, объемы индексируемого по цене на нефть газа снизились с 693,8 до 610,1 млрд куб. м.



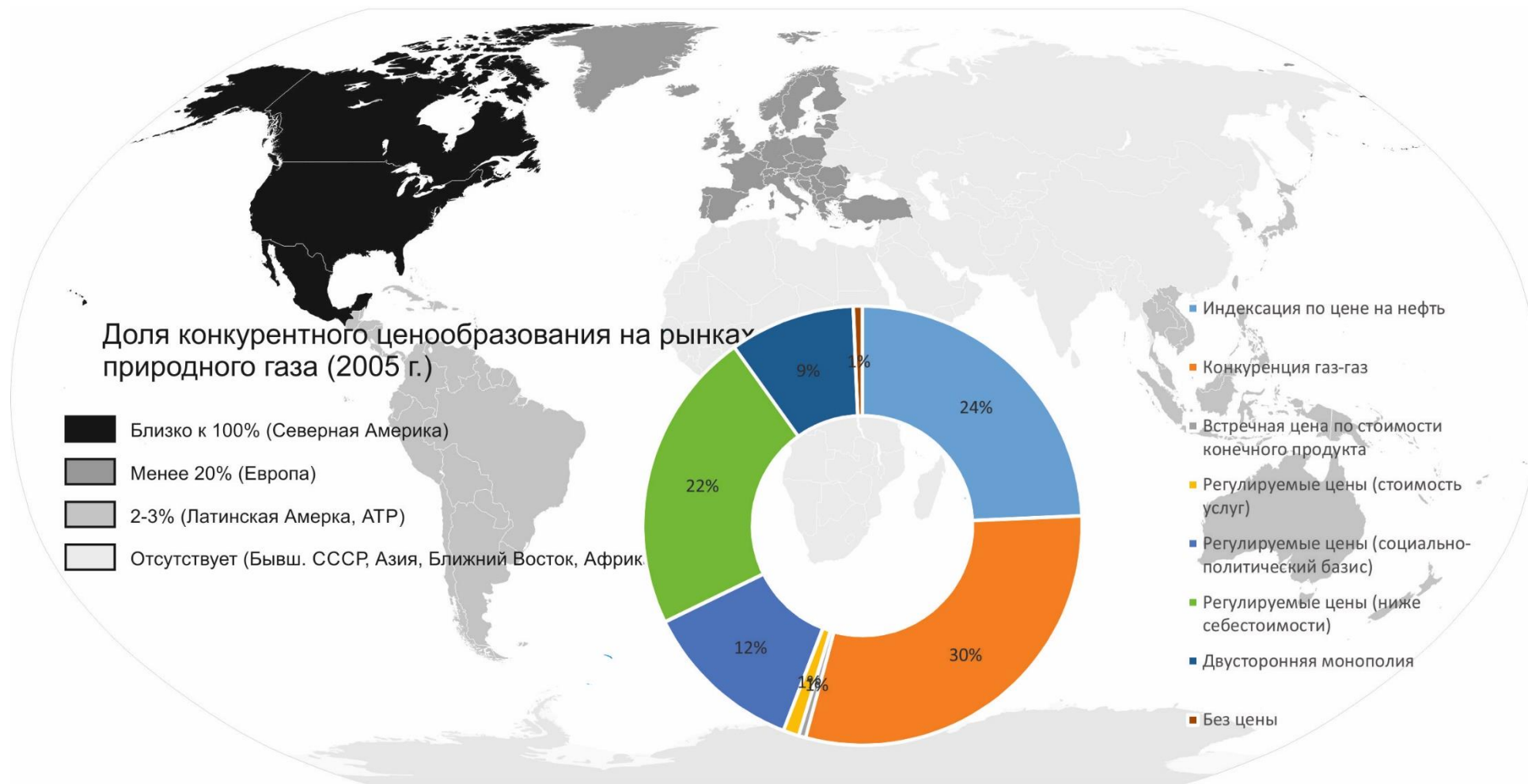
Источник: составлено по данным МГС за 2005-2014 гг. [IGU, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015]

Рисунок 5 – Механизмы ценообразования на газ в мире (2005-2014, млрд куб. м)

Примечательно, что МГС рассматривает конкурентное ценообразование в качестве ведущего механизма. При оценке роли каждого из типов ценообразования необходимо принять во внимание, что, во-первых, крупнейший региональный рынок природного газа – Североамериканский – практически полностью ориентируется на конкурентное ценообразование (Рисунок 6), а во-вторых, модель США и Великобритании использована для реформирования газового рынка ЕС, где доля конкурентного ценообразования достигла 61% в 2014 г. (Рисунок 7). Именно за счет этих региональных рынков присутствует заметная доля конкурентного ценообразования в мировом масштабе.

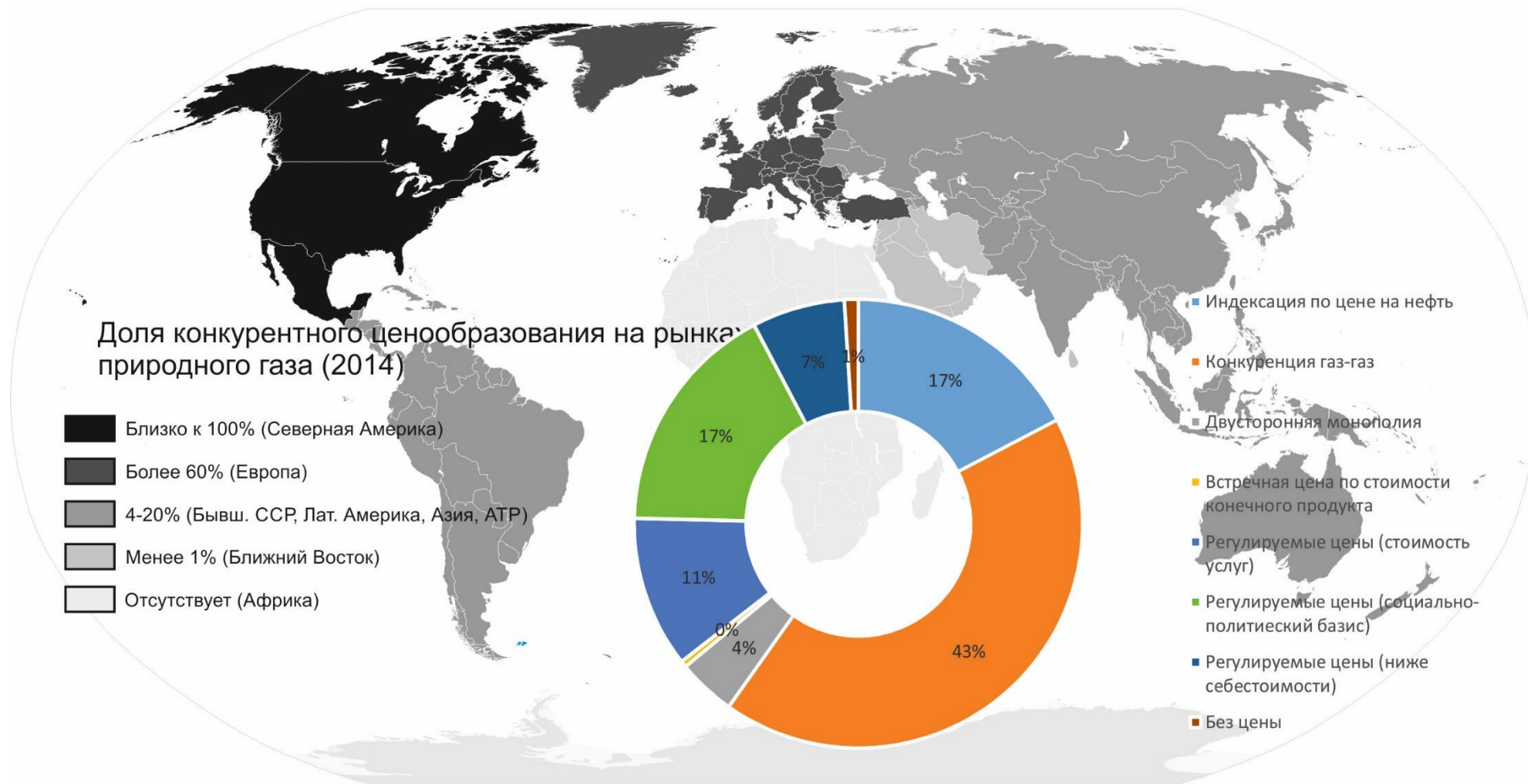
В контексте стратегии России как поставщика природного газа имеет смысл обратить внимание не столько на Североамериканский рынок, который не является нетто-импортирующим, и Европейский, где наблюдается стагнация спроса, но на регионы растущего спроса. Во всем остальном мире для внутреннего ценообразования зачастую используются регулируемые цены, а для трансграничных поставок – индексация по ценам на нефть. Общая доля индексации по цене нефти в 2014 г. составила 17%, этот механизм используется в первую очередь в Азиатско-Тихоокеанском регионе (в привязке к нефти в 2014 г. здесь поставлено 230 млрд куб. м газа) и континентальной Азии (130 млрд куб. м), но также и в Европе (153 млрд куб. м).

В целом, в 2014 г. по сравнению с 2013 г. доля конкурентного ценообразования на газ в общемировых поставках практически не изменилась, доля индексации по цене на нефть снизилась, а вот доля регулируемого ценообразования возросла



Источник: составлено по данным МГС за 2005 г.

Рисунок 6 – Механизмы ценообразования на газ в мире в 2005 г. и доля конкурентного ценообразования по регионам



Источник: составлено по данным МГС за 2014 г. [IGU, 2015]

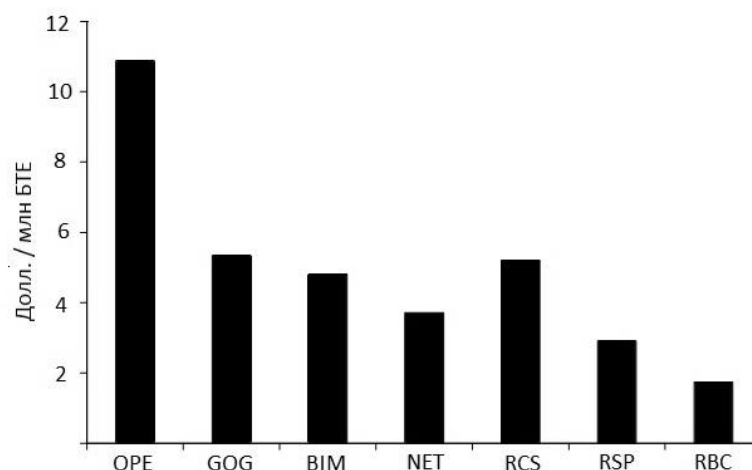
Рисунок 7 – Механизмы ценообразования на газ в мире в 2014 г. и доля конкурентного ценообразования по регионам

Уровни цен

Для разных механизмов ценообразования складываются разные уровни цен – на графике ниже (Рисунок 8). Наиболее высокие цены в 2014 г. наблюдались для категории индексируемых по цене на нефть (10,88 долл. / млн БТЕ). Средний уровень цен в категории конкурентного ценообразования был на уровне 5,35 долл. / млн БТЕ, что немногим выше цен в категории регулируемых на уровне издержек. Как объемы, так и уровень цен в категории GOG определяется динамикой Североамериканского рынка – в 2014 г. здесь наблюдались относительно низкие цены на газ. [IGU, 2015, с. 21]

Наиболее высокие цены исторически характерны для региона АТР (11 долл. / млн БТЕ в 2014 г.), где ведущий механизм ценообразования – это индексация по ценам нефти и нефтепродуктов.

Цены на газ в странах СНГ – в частности, в России – снизились в долларовом эквиваленте в результате ослабления рубля.

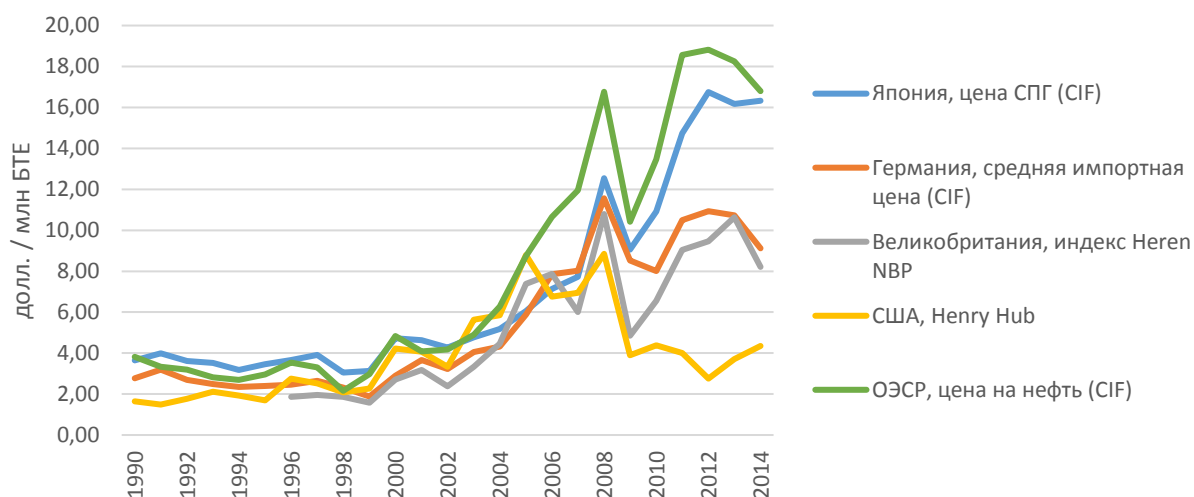


Источник: [IGU, 2015, с. 21]

Рисунок 8 – Оптовые цены на газ в 2014 г. в зависимости от механизма ценообразования

В период с 2005 по 2014 г. цены в рамках механизма GOG снизились с 8,15 долл. / млн БТЕ до 4,5 долл. в 2009, и стабилизировались на уровне 5,2–5,3 долл. в 2014 г. в среднем по миру. Динамика цен определялась прежде всего конъюнктурой рынка Северной Америки.

Цены OPE, наоборот, значительно выросли за этот период вслед за ценой на нефть. В 2005 г. в среднем по миру цена газа в привязке к цене на нефть составляла 5,5 долл. / млн БТЕ, а в 2013 г. – уже 11,2 долл. / млн БТЕ. [IGU, 2015, с. 30]



Источник: [BP, 2015]

Рисунок 9 – Цены на газ, 1990-2014 гг., долл. / млн БТЕ

Таким образом, очевидно, что уровень цен зависит от механизма ценообразования (Рисунок 9), хотя история развития газовых рынков в последние 10 лет продемонстрировала, что никакой механизм сам по себе не гарантирует достижения того или иного уровня цен (пример – цена на британском хабе NBP, которая, несмотря на конкурентный механизм ценообразования, коррелировала с ценой в Германии, которая определялась в привязке к цене на нефть в рамках долгосрочных контрактов). Тем не менее, именно различия в преобладающих механизмах ценообразования определяют отличающуюся динамику региональных рынков и отсутствие корреляции цен.

Азиатско-Тихоокеанский регион

В 2014 г. регион АТР⁵ потреблял около 700 млрд куб. м, что составило 20% общемирового потребления природного газа. МГС разделяет регион на континентальную Азию и собственно АТР, для этих суб-регионов характерны разные тенденции в ценообразовании на природный газ.

Так, в континентальной Азии 45% потребления (130 млрд куб. м) были поставлены в соответствии с механизмом индексации по цене на нефть / нефтепродукты. В эту категорию попадают импорт сетевого газа и СПГ в Китай и Индию, а также небольшие объемы собственной добычи в обеих странах. Кроме того, по ценам нефти индексируются поставки в Пакистане, где регулятор устанавливает цены у устья скважины, которые

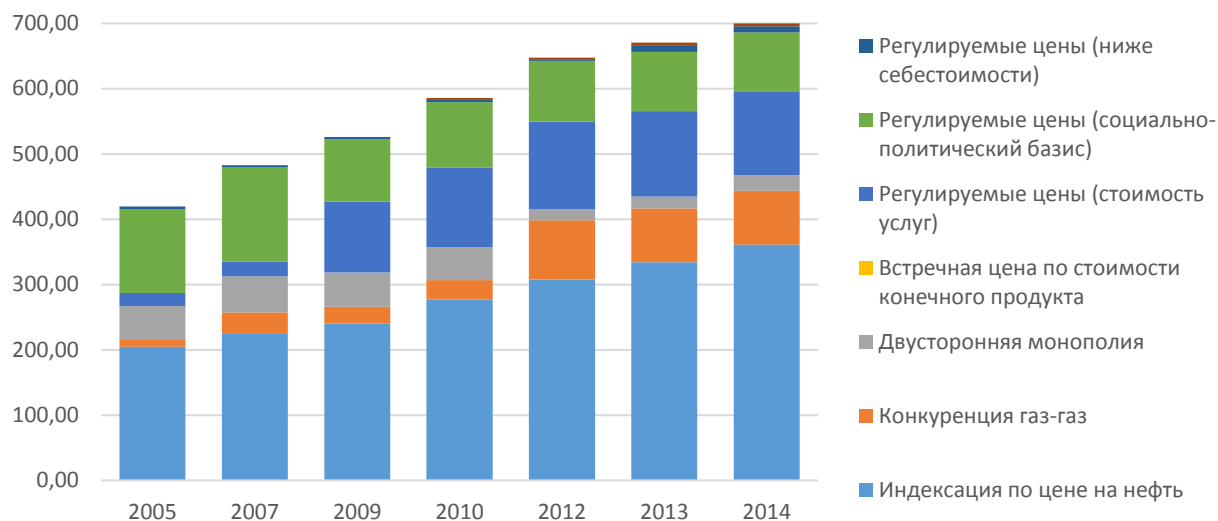
⁵ В данной статье в географический регион АТР включены регионы в соответствии с классификацией МЭА: ОЭСР-Азия и Океания (Япония, Республика Корея, Австралия, Новая Зеландия) и не-ОЭСР-Азия (Бангладеш, Бруней, Вьетнам, Камбоджа, Китай, Индия, Индонезия, КНДР, Малайзия, Монголия, Мьянма, Непал, Пакистан, Сингапур, Таиланд, Тайвань, Филиппины, Шри-Ланка и иные территории).

соотносятся с ценами на нефть. Конкурентное ценообразование было применено лишь к 4% поставок в континентальной Азии (12 млрд куб. м) – это покупки Китая и Индии на спотовом рынке СПГ, а также некоторые объемы добычи в Индии после проведения преобразований газового сектора в 2013 г. Регулирование на уровне издержек – это 40% поставок газа в континентальной Азии (117 млрд куб. м) – прежде всего этот механизм используется в рамках добычи и поставок на внутренний рынок в Китае (10 млрд куб. м добывает и оценивает по издержкам Бангладеш). Еще 10% поставок – это иные типы регулируемого ценообразования, используемые в Индии и Бангладеш. [IGU, 2015, с. 18]

В тихоокеанской части по цене на нефть и нефтепродукты индексируется 56% поставок (231 млрд куб. м), в этом сегменте доминируют поставки СПГ в Японию, Корею и на Тайвань (167 млрд куб. м). К этой же категории относятся поставки сетевого газа в Сингапур и Таиланд (18 млрд куб. м), собственная добыча в Таиланде (46 млрд куб. м), небольшие объемы добычи на Филиппинах. Конкурентное ценообразование занимает нишу в 17% потребления в тихоокеанском суб-регионе (70 млрд куб. м), это спотовые поставки СПГ в Японию, Корею и на Тайвань и внутренние поставки в Австралии и Новой Зеландии. Двустороннее ценообразование ВМ использовалось для 5% потребления (21 млрд куб. м) – к этой категории относятся внутренние поставки в Индонезии, Японии, а также поставки из Индонезии в Малайзию. Регулируемые механизмы играют важную роль в Индонезии и Малайзии (социально-политический базис, 72 млрд куб. м) и Вьетнаме (регулирование по уровню издержек, 11 млрд куб. м). [IGU, 2015, с. 18]

В целом, в то время как Европа активно избавлялась от механизма индексации по ценам на нефть, АТР наращивал его использование за счет роста прежде всего в континентальной Азии (Рисунок 10). Изменения в региональной структуре использования механизмов ценообразования на газ в основном были результатом изменений на газовых рынках Китая и Индии. Китай начал импортировать СПГ с середины 2000х гг., а в 2009 начались поставки сетевого газа из Центральной Азии. Индия подписала контракты на поставку СПГ из Катара, что отразилось на структуре импорта в 2007-2009 гг. Обе страны провели реформы ценообразования на внутренних рынках, что привело как к изменению структуры механизмов ценообразования (прежде всего снижение доли регулируемого ценообразования) и уровней цен (повышение; реформы были нацелены в том числе на повышение рентабельности внутренней добычи). Рост категории конкурентного ценообразования не носил систематического характера и отражал рост спотовых сделок на рынке СПГ – Япония резко нарастила их число в результате необходимости импорта для сектора электрогенерации после аварии на АЭС Фукусима и последовавшей полной

остановки атомных электрогенерирующих мощностей. С введением этих мощностей в строй после серии проверок безопасности (процесс уже начался в 2014 г.) возможно сокращение числа спотовых сделок и, как следствие, роли механизма конкурентного ценообразования в регионе.



Источник: составлено по данным МГС за 2005-2014 гг. [IGU, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015]

Рисунок 10 – Механизмы ценообразования на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе (2005-2014, млрд куб. м)

Для Азиатско-Тихоокеанского регионального рынка природного газа характерна традиционная структура с преобладанием долгосрочных контрактов, основная черта которых – индексация по ценам на нефтепродукты. Как отмечалось выше, привязка к ценам нефти и нефтепродуктов определяла наиболее высокий уровень цен среди всех механизмов ценообразования в последние годы.

Региональные поставки газа в АТР осуществляются в подавляющем большинстве случаев в виде СПГ по долгосрочным контрактам. Именно вопросы контрактных поставок СПГ, таким образом, являются центральными в институциональном обеспечении торговли газом на данном региональном рынке.

Первые контракты на импорт СПГ были заключены Японией в 1960х гг. До ценовых шоков на нефтяных рынках 1970-х гг. цена в японских контрактах фиксировалась на период 15-20 лет, однако в 1970-е гг. было проведено перезаключение основных крупных контрактов, в рамках которых цена СПГ стала определяться на основе привязки к цене на нефть (использовалась цена JCS – средняя цена импортируемой в

Японию нефти⁶). Нарастив импорт СПГ, Южная Корея и Тайвань в конце 1980-х гг. в след за Японией перешли на привязку к ценам JCC. Использование JCC и S-кривой⁷ стало основой долгосрочных поставок СПГ в регион АТР.

Целесообразность привязки цен СПГ к ценам JCC вызывает большие сомнения даже в Японии. Электроэнергетические предприятия этой страны перестали использовать нефть и нефтепродукты, перейдя на другие источники энергии. Еще большие споры вызывает вопрос, на основании какой логики Корея и Тайвань, а также позднее существенно нарастившие импорт СПГ Китай и Индия, должны привязывать цены импортируемого ими газа к средним ценам импорта нефти Японии.

Считается, что оптимальным решением этой проблемы должен стать переход на механизм конкурентного ценообразования посредством увеличения доли спотовой торговли.⁸

Традиционно газовый рынок Японии был очень фрагментарным: региональные компании-монополии действовали каждая в своем регионе, поставляя газ одним и тем же потребителям. Сейчас ситуация меняется: в Японии разрешен доступ третьих сторон к мощностям СПГ-терминалов и газопроводов. Потребители с годовым объемом свыше 100 тыс. куб. м газа теперь могут напрямую вести переговоры с поставщиками о цене. Однако реформа законодательства – это только первый шаг к созданию единого рыночного пространства и реальной конкуренции. В силу этого традиционные контракты с нефтяной привязкой в этом регионе еще долго сохранят свои позиции. Японские, южнокорейские и тайваньские импортеры газа еще более чем европейские потребители сомневаются в необходимости перехода на конкурентный механизм ценообразования, особенно в условиях низких цен на нефть, которые наблюдаются в 2015 г.

Китай и Индия находятся в процессе реформирования внутренних рынков природного газа и по приведению цен в некоторое соответствие с мировыми. Драйверы данного процесса – значительный спрос на импортный газ, несмотря на собственные разработки новых месторождений. Процесс реформирования в обеих странах

⁶ JCC – Japan Customs Cleared (чаще расшифровывается как Japan Crude Cocktail) - средняя цена на импортируемую Японией нефть, ежемесячно публикуемая Министерством Финансов страны.

⁷ S-кривая – это инструмент, используемый для сглаживания цены СПГ при значительных колебаниях цены нефти и нефтепродуктов, к которым осуществляется привязка. Инструмент заключается в применении дифференцированных коэффициентов в рамках формулы индексации для разных диапазонов цены JCC. Для центральной части диапазона – т.е. средних цен – используется стандартный коэффициент 0,1485. Для высоких и низких цен JCC используются сглаживающие коэффициенты с тем, чтобы защитить соответственно покупателей и поставщиков СПГ от чрезмерных колебаний в результате колебаний цены нефтепродуктов. В результате график зависимости цены СПГ от цены JCC имеет форму буквы S, откуда данный инструмент и берет свое название. Более подробно см. [Flower, 2008, с. 405–406]

⁸ МГС, к примеру, отмечает: «Дальнейшие изменения региональных механизмов ценообразования будут идти, по всей видимости, в направлении увеличения доли спотовых поставок на всех рынках, в том числе и на рынке АТР». [IGU, 2014, с. 17]

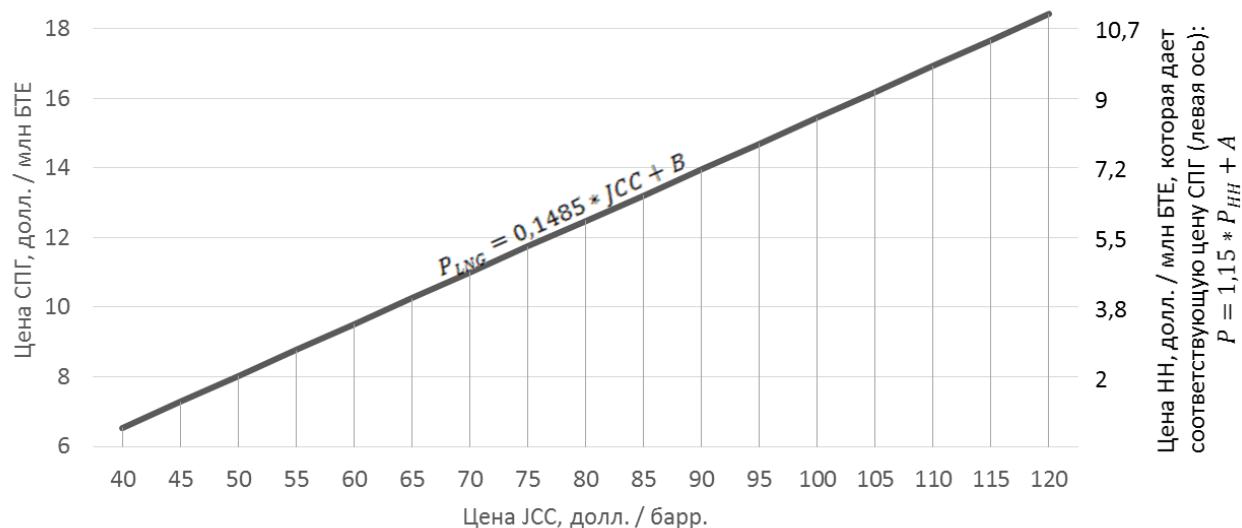
характеризуется отказом от полного доминирования регулируемого ценообразования с переходам к альтернативным механизмам, включающим все же некоторые элементы регулирования и субсидирования. Реформирование внутреннего рынка отражается на уровне собственной добычи, а следовательно, на необходимости в импорте. Поэтому ключевым вопросом в ценообразовании будет оставаться именно ценообразование в рамках региональных и межрегиональных поставок.

Основные проблемы, с которыми сталкивались импортеры природного газа в АТР на протяжении последних нескольких лет – это высокий уровень цен, который в контексте значительно более низких цен на европейском и североамериканском рынках (Рисунок 9), особенно в сегменте конкурентного ценообразования, уже не кажется обоснованным. Импортеры АТР решают задачи (а) экономического обоснования существующей привязки к JCC в рамках азиатских долгосрочных контрактов и альтернативных вариантов индексации и (б) стремления снизить уровень цен. Формирование механизмов конкурентного ценообразования само по себе не является приоритетной целью для азиатских игроков. Скорее, основной их задачей является создание институциональной структуры рынка, которая бы обеспечивала для них более низкий уровень цен. При этом уровень может достигаться в совершенно различных вариантах калькуляции, далеко не все из которых являются образцами конкурентного ценообразования в традиционном смысле. К примеру, при определенных внешних условиях для азиатских импортеров СПГ может быть выгоднее привязывать цену на СПГ к корзине JCC, а вовсе не к Henry Hub. При этом оба этих механизма никак не отражают баланс спроса и предложения на газ в самом регионе АТР.

В качестве альтернативы активно рассматривается вариант индексации по альтернативным источникам топлива, исходя из их доли в энергобалансе. Использование данного механизма имеет одну существенную проблему. Энергетический баланс стран с течением времени меняется, причем иногда очень существенно в довольно сжатые сроки. Соответственно, велика вероятность возникновения ситуации, когда механизм индексации по альтернативным энергоресурсам перестанет отражать фундаментальные рыночные условия задолго до истечения уже подписанных долгосрочных контрактов. Нет никаких гарантий, что такая привязка будет соответствовать рыночным реалиям лучше, чем привязка цен на газ к JCC. Однако движение в этом направлении идет. К примеру, Китай, который проделал большой путь на пути увеличения диверсификации источников поставок газа, в рамках переговорного процесса по поставкам газа из России по «восточному вопросу» предлагал вариант индексации по ценам на уголь. Однако Россия ожидаемо отказалась: Китай производит более половины угля в мире и имеет

возможности оказывать влияние на их цены не только на внутреннем рынке, но и на мировом, что и стало основной причиной отказа России от данного варианта индексации. [Архипов, Миронова, 2015]

Привязка к цене на Henry Hub также не может считаться более «справедливой», нежели альтернативные механизмы ценообразования. Формируемая в рамках этой системы цена будет отражать фундаментальные характеристики не азиатского рынка газа, а североамериканского (по сути, привязка к НН будет обозначать цену, ориентирующуюся на баланс спроса и предложения в США). Нет также и уверенности в том, что эта цена будет обеспечивать экономию для потребителей на азиатском рынке. Данный формат индексации привлекателен в Азии только при условии высоких цен на нефть и низких цен на НН (Рисунок 11).



Источник: расчеты автора

Рисунок 11 – Цена импорта СПГ Японией как функция JCC и сравнение с потенциальной ценой СПГ при использовании цены НН и методологии «издержки-плюс»

Ситуация на рынках энергоносителей в 2014-2015 гг. стала наглядной демонстрацией того, что эта система вряд ли может использоваться в качестве универсального механизма ценообразования на азиатском рынке в средне- и долгосрочной перспективе ввиду снижения цен на нефть. Цены на НН могут существенно возрасти по мере замедления темпов добычи сланцевого газа и начала его экспорта. График ниже демонстрирует, что привязка к цене на НН будет привлекательна в АТР только при условии высоких цен на нефть и относительно низкой цене на НН. По состоянию на октябрь 2015 г., цена на НН для доставки в в ноябре была на уровне 2,5 долл. / млн БТЕ [Platts, 2015], это транслируется в 8,55 долл. / млн БТЕ в АТР с учетом издержек по транспортировке. Это ниже, чем цены на газ в привязке к JCC: корзина JCC

была на уровне 59 долл. в августе 2015 г. [Petroleum Association of Japan, 2015]), что дает цену СПГ в 9,5 долл. / млн БТЕ, однако выше цены спотовых сделок, которые в августе 2015 г. были на уровне 7,7 долл. / млн БТЕ [METI, 2015]. Цены спотовых сделок в декабре 2015 г. прогнозируются на уровне 6,8 долл. / млн БТЕ [Platts, 2015] – см. график (Рисунок 12).

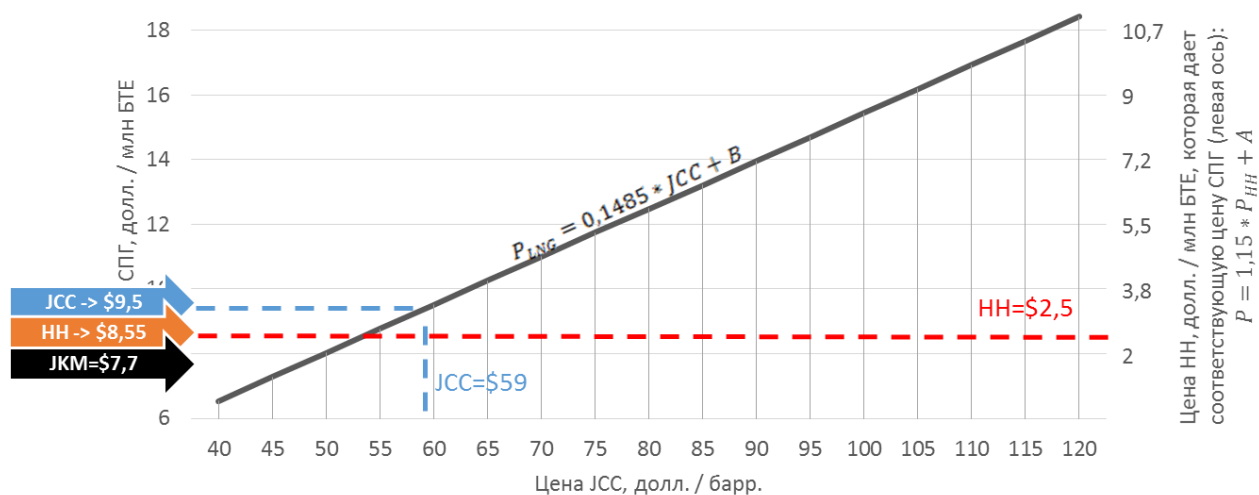
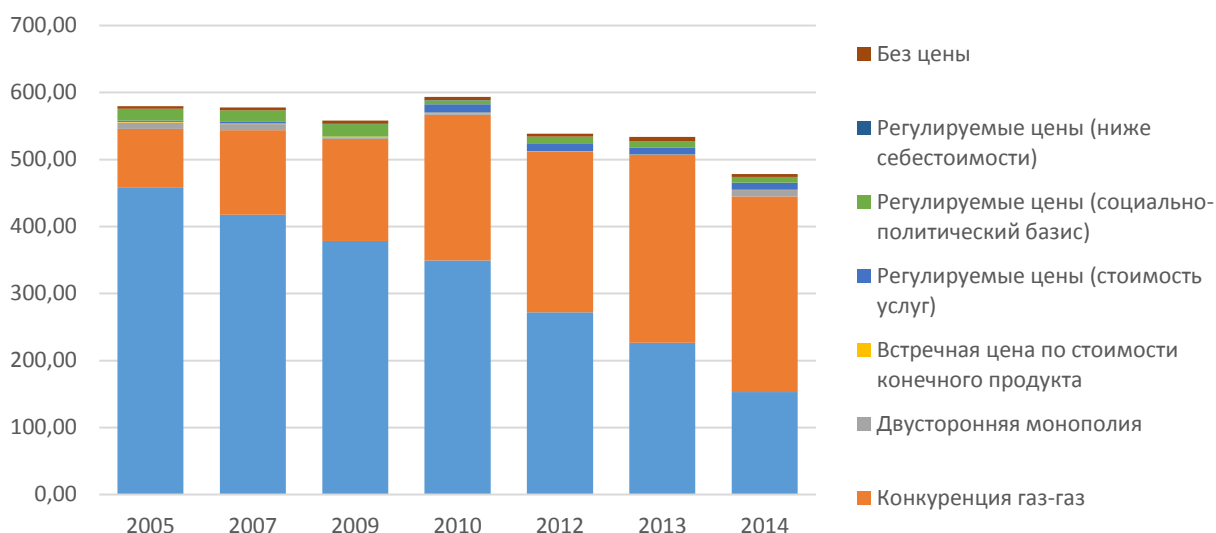


Рисунок 12 – Сравнительный расчет цены импорта СПГ Японией при JCC = 59 долл. / барр., NH = 2,5 долл. / млн БТЕ и сравнение с текущей ценой спот

Еще одним вариантом организации торговли природным газом в регионе является создание регионального хаба. Однако в краткосрочной перспективе создание в Азии ценового бенчмарка на основе газового хаба представляется проблематичным. Основная сложность заключается не в отсутствии спотовых сделок как таковых, а в отсутствии консенсуса между странами-импортерами о единой точке, по которой бы велся учет.

Европа

Объем европейского рынка в 2014 г. составил 478 млрд куб. м, или 14% от мирового. [IGU, 2015, с. 17] Основным механизмом ценообразования в этом регионе является конкуренция газ-газ, доля которой с 2014 г. – 61% (292 млрд куб. м, Рисунок 13). Доля индексации по цене на нефть сократилась до 32% (153 млрд куб. м) и включает импорт сетевого газа (117 млрд куб. м), импорт СПГ (28 млрд куб. м), внутренние поставки в Германии, Норвегии и Великобритании. Кроме того, используется механизм установления цен в двустороннем формате ВІМ для поставок в Турцию. Регулируемое ценообразование используется в Польше, Венгрии, Хорватии и Болгарии (8 млрд куб. м для внутренних поставок). [IGU, 2015, с. 17–18]



Источник: составлено по данным МГС за 2005-2014 гг. [IGU, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015]

Рисунок 13 – Механизмы ценообразования на газ в Европе (2005-2014, млрд куб. м)

В настоящее время Европа находится в процессе серьезного реформирования своего газового рынка, ориентируясь преимущественно на опыт США и Северной Америки в целом. Либерализация европейского газового рынка началась с 1980-х гг. в рамках общей либерализации инфраструктурных отраслей, которая осуществлялась в США и Европе в 1980-1990-х гг.

В 1990-е гг. либерализация была нацелена на усиление конкуренции и обеспечение свободного доступа к сетям для всех производителей и поставщиков. Нормативное оформление этих изменений началось принятием Первой газовой директивы (98/30/ЕС) в 1998 г. и Второго энергетического пакета в 2003 г., включавшего Вторую газовую директиву (2003/55/ЕС). В 2005 г. был принят Регламент (ЕС) № 1775/2005 об условиях доступа к сетям транспортировки природного газа.

Третий энергетический пакет (2009/73/ЕС от 13 июля 2009 г. об общих правилах внутреннего рынка природного газа, Регламент (ЕС) No 713/2009 от 13 июля 2009 г. о создании Агентства по взаимодействию регуляторов энергетики) зафиксировал основные положения по формированию в Европе открытого конкурентного рынка: создан общеевропейский регулятор ACER⁹; укреплена роль национальных регуляторов; введены сетевые кодексы; осуществляется долгосрочное планирование развития трансъвропейских сетей; закреплено разделение сетей (unbundling) с усилением

⁹Agency for the cooperation of energy regulators (ACER) – Агентство по кооперации регуляторов в области энергетики ЕС.

конкуренции и дальнейшим разделением операторов сетей. Последнее положение играет ключевую роль в создании конкурентного рынка и формирования рыночных цен на газ.

Фактически, в газовом рынке Европы сформировалась отличная от американской двухсекторная ценовая модель, где присутствуют поставки по долгосрочным контрактам с нефтяной индексацией, которая в последние годы все более заменяется на смесь нефтяных и спотовых индексов, а иногда и привязку к углю, а также поставки по принципу конкурентного ценообразования и спотового рынка. Обе эти системы тесно взаимосвязаны, причем вторая постепенно вытесняет первую. В результате в Европе растет доля газа, покупаемого по принципу конкуренции газ-газ, с 15% в 2005 г. до 36,5% в 2010г., 45% в 2012 г., 53% в 2013 г. и 61% в 2014 г. При этом, расширение конкуренции как таковой можно охарактеризовать как незначительное: число поставщиков растет СПГ, а концентрация остается высокой. Кроме того, ценовая дифференциация в целом сохраняется, хотя и наблюдается тенденция конвергенции цен на хабах, прежде всего в Западной Европе. [Архипов и др., 2015, с. 44]

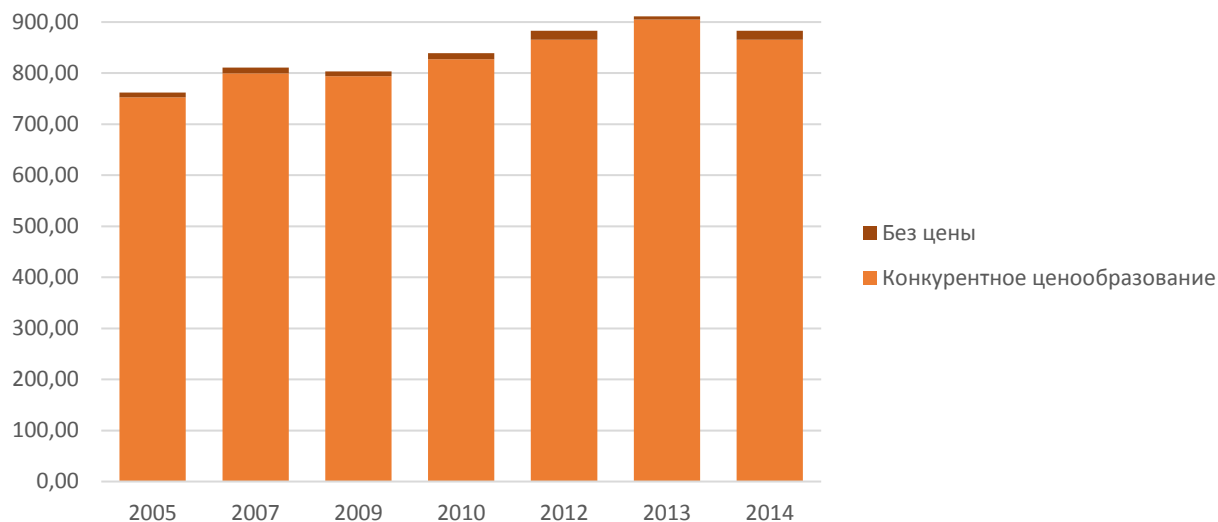
В общем и целом, отмечается, что положения Третьего энергопакета направлены на решение основной задачи по расширению предложения газа по лучшим ценам для европейских потребителей, поэтому они носят общерыночную и инфраструктурную направленность.

Северная Америка

Потребление природного газа на рынке Северной Америки¹⁰ в 2014 г. составило 942 млрд куб. м, или 27% общемирового потребления. [IGU, 2015, с. 17] В Северной Америке в системе ценообразования на природный газ явно доминирует принцип конкуренции «газ-газ», на долю которого по данным МГС в 2014 г. приходилось 99% всего потребления энергоресурса в регионе, что в абсолютном выражении составило 865,2 млрд куб. м. (Рисунок 14). В период с 2005 по 2014 гг. в системе ценообразования на природный газ в регионе не произошло каких-либо значимых изменений.

По состоянию на 2015 г. в США и Канаде успешно функционируют высоколиквидные хабы, а оптовая цена в Мексике формируется на основе привязки к спотовым котировкам в США.

¹⁰ Регион Северной Америки включает США, Канаду и Мексику.



Источник: составлено по данным МГС за 2005-2014 гг. [IGU, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015]

Рисунок 14 – Механизмы ценообразования на газ в Северной Америке (2005-2014, млрд куб. м)

Рыночная система торговли газом как биржевым товаром выстроена в ходе длительной эволюции – в истории газового рынка США был и период регулирования цен у устья скважины (после решения Верховного суда 1954 г., Supreme Court Phillips Decision). Газовый акт 1978 г. был первым шагом по дерегулированию отрасли, в результате чего некоторые категории цен больше не регулировались. Это привело к значительному повышению цен у устья скважины и снижению спроса (цены на поставки газа внутри и через границы штатов все еще регулировались). Указания Федеральной комиссии по энергетическому регулированию США (FERC) № 380 и 436 завершили процесс дерегулирования, позволив генерирующим компаниям и операторам газовых сетей, а затем и конечным потребителям заключать контракты на поставку напрямую с производителями по рыночным ценам; доставка осуществлялась по действующим газопроводам на условиях свободного доступа третьих сторон. [Dickel и др., 2007, с. 114–140; IGU, 2011, с. 18]

Центральным звеном этой системы в настоящее время является узел Henry Hub. Henry Hub – основанная в 1988 г. в штате Луизиана крупнейшая точка торговли природным газом в США по физическим контрактам, также используемая биржей NYMEX как пункт доставки по фьючерсным контрактам. По данным EIA, в 2000-х гг. около половины производимого в США природного газа транспортировалось или добывалось рядом с Henry Hub. Котировки на Henry Hub служат базисной ценой при формировании цен на других торговых площадках в Северной Америке. Базисный

дифференциал для других территорий страны в целом отражает затраты на транспортировку газа по трубопроводам, хотя может варьироваться под воздействием различных рыночных факторов. Ранее котировки на газовых хабах США служили ориентиром для импортного СПГ. В настоящее время в связи с разработкой сланцевого газа география добычи газа в США расширилась, однако цены фьючерсных контрактов с поставкой на Henry Hub остаются ключевым индикатором цен на газ в регионе.

Первый стандартизированный финансовый газовый контракт, ставший ценовым индикатором для газового рынка США, появился на бирже NYMEX 3 апреля 1990 г. в виде фьючерсного контракта на поставку на Henry Hub. Позднее NYMEX ввел фьючерсы и опционы на другие направления поставок. В последующие пять лет объемы торговли по фьючерсным контрактам превзошли объемы физической торговли в четыре раза.

По мере увеличения объемов добычи и снижения необходимости импорта, в США рассматриваются перспективы экспорта СПГ. По данным Федеральной комиссии по энергетическому регулированию США (FERC), на конец 2013 г. к строительству было заявлено 14 экспортных терминала с суммарной мощностью около 230 млрд куб. м. Однако пока далеко не все компании получили лицензии на право осуществления экспортных операций. По состоянию на конец 2015 г. это следующие компании: Cheniere Energy с терминала Sabine Pass; American LNG с терминала Medley во Флориде; Emera с терминала Port of Palm Beach во Флориде; Freeport с одноименного терминала Quintana Island, Техас. [US Department of Energy, 2015]

Система ценообразования на экспортный газ из США будет строиться на основе привязки к котировкам Henry Hub с учетом транспортных расходов, затрат на сжижение и регазификацию и определенной нормы прибыли. Начало поставок из США потенциально может повлиять на дальнейшую трансформацию системы ценообразования в мире в пользу конкурентного ценообразования за счет снижения доли потребления газа с нефтепродуктовой привязкой, которая пока что доминирует в международной торговле СПГ.

Другие регионы

В данном разделе будут рассмотрены регионы, которые имеют менее заметное по сравнению с АТР, Европой и Северной Америкой значение для тенденций развития ценообразования на газ в мировом масштабе. Эти региона включают Латинскую Америку, Ближний Восток и Африку.

Ограниченность влияния связана с тем, что крупнейший из трех рассматриваемых регионов с точки зрения объемов потребления – Ближний Восток – при экспорте

ориентируется на те рынки, куда поставляется газ, а для внутренних поставок использует в основном регулируемое ценообразование. Роль Ближнего Востока в международной торговле природным газом будет оставаться весомой, согласно прогнозам МЭА. [IEA, 2015, с. 100]

Африка – регион с меньшим потреблением газа и преобладанием регулируемого ценообразования.

Наконец, Латинская Америка – не самый крупный регион с точки зрения его веса в мировом потреблении природного газа, а также с относительно невысокой долей импорта для стран-импортеров. В региональном масштабе Латинская Америка – нетто-экспортер природного газа в результате СПГ-экспорта Тринидада и Тобаго. При этом существуют интересные перспективы для использования природного газа в электроэнергетике (при проблемах с гидрогенерацией в Бразилии, к примеру, природный газ активно используется для поддержания стабильности поставок электроэнергии в условиях засухи 2014 г.). Кроме того, активно растет использование природного газа в транспортном секторе Аргентины. Перспективы наращивания собственной добычи не позволяют говорить о самообеспеченности региона – следовательно, его связь с мировыми рынками в качестве импортера СПГ будет усилиться. [IEA, 2015, с. 99]

Латинская Америка

Потребление природного газа в Латинской Америке¹¹ в 214 г. составило 172 млрд куб. м, или 5% общемирового потребления (Рисунок 15). Индексация по цене на нефть использовалась для 26% газа в регионе – для внутренних поставок в Бразилии и Колумбии, импорта сетевого газа Бразилией, Аргентиной и Венесуэлой, а также для импорта СПГ Аргентиной. Объем газа, поставленного в рамках конкурентного ценообразования, составил 36 млрд куб. м, или 21% регионального потребления. На основе двусторонней монополии было реализовано 7 млрд куб. м энергоресурса (4% потребления): практически весь потребляемый газ в электроэнергетическом секторе Тринидада и Тобаго, а также расход природного газа на транспортировку СПГ из Боливии в Бразилию. Регулируемое ценообразование также используется в регионе, общая доля механизмов составила порядка 35%. [IGU, 2015, с. 19]

¹¹ В регион Латинской Америки входят Аргентина, Боливия, Бразилия, Венесуэла, Гаити, Гватемала, Гондурас, Доминиканская Республика, Колумбия, Коста Рика, Куба, Никарагуа, Панама, Парагвай, Перу, Тринидад и Тобаго, Уругвай, Чили, Эквадор, Эль Сальвадор, Ямайка, и пр. латиноамериканские государства.

Рост конкурентного ценообразования с 2% в 2005 г. до 21% в 2014 г. реализован в основном за счет импорта СПГ Аргентиной, Бразилией и Чили, а также переключением с регулируемого ценообразования на конкурентное в Аргентине. [IGU, 2015, с. 28]

Ближний Восток

Потребление природного газа на Ближнем Востоке в 2014 г. по составило 463 млрд куб. м, большая часть из которых (77% или 358 млрд куб. м) потреблялась по регулируемым ценам (Рисунок 15). Этот вид ценообразования применялся по отношению практически ко всей внутренней добыче в Иране, Саудовской Аравии и ОАЭ и небольшим объемам в Бахрейне и Кувейте. По ценам ниже издержек добычи реализовывалось 2% или 10 млрд куб. м газа в Ираке и Сирии. На основе двусторонней монополии потреблялось 73 млрд куб. м природного газа (16%) – это поставки из Катара в ОАЭ и Оман, а также внутренним потребителям в Катаре и Израиле. Цены с нефтепродуктовой привязкой удовлетворяли 2% или 8 млрд куб. м всего потребления стран Ближнего Востока (импорт из Туркменистана в Иран, из Египта в Иорданию и Ливан, реализация импорта СПГ в Кувейте и ОАЭ). 1% потребляемого газа было потреблено в рамках системы ценообразования «газ без цены» (закачка в пласты в Кувейте и Йемене). Менее 1% газа реализовывалось по принципу конкурентного ценообразования. По ценам этого типа осуществлялось внутреннее потребление импортированного СПГ в Кувейте и ОАЭ. [IGU, 2015, с. 20]

В то время как на Ближнем Востоке и в Северной Африке растет спрос на газ для производства электроэнергии и на нужды опреснения воды, внутренняя добыча попутного газа в этих регионах падает, вынуждая правительства стимулировать рост добычи путем освоения газовых месторождений. Это требует значительных инвестиций в upstream-проекты, увеличивая затраты по сравнению с добычей попутного газа из нефтяных месторождений, и, в свою очередь, осложняет возможность дальнейшего субсидирования внутренних цен на газ.

В Иране в период 2010-2012 гг. произошел переход от регулирования ниже себестоимости к регулированию на социально-политической основе.

Африка

Потребление газа в Африке¹² в 2014 г. составило около 3% мирового потребления или 121 млрд куб. м. (Рисунок 15) Потребление природного газа в Африке

¹² Algeria, Angola, Benin, Botswana, Cameroon, Congo, Democratic Republic of Congo, Côte d'Ivoire, Egypt, Eritrea, Ethiopia, Gabon, Ghana, Kenya, Libya, Morocco, Mozambique, Namibia, Nigeria, Senegal, South Africa, Sudan, United Republic of Tanzania, Togo, Tunisia, Zambia, Zimbabwe and other African countries

сконцентрировано в трех странах: Египет, Алжир и Нигерия, все три имеют запасы природного газа на своей территории и экспортируют его. Чуть более 85% всего потребления поставлялось по цене ниже уровня себестоимости его производства в связи с низкой покупательной способностью населения, промышленного и электроэнергетического сектора.

Механизм индексации по цене нефтепродуктов распространялся на 7% (8 млрд куб м) потребляемого в регионе природного газа. По этому виду цен энергоресурс реализовывался для внутренних потребителей в Тунисе и Кот-д'Ивуаре. Кроме того, импортируемый газ из Алжира в Тунисе и Марокко распространялся на основе этого же принципа ценообразования.

В рамках двусторонней монополии было потреблено 6 млрд куб. м газа или 5% всего его объема (импорт из Мозамбика в ЮАР, частично добыча в Кот-д'Ивуаре и Камеруне). На остальные системы ценообразования пришлось всего около 1 млрд куб. м потребления. [IGU, 2015, с. 20]

Существенное доминирование регулируемых цен (ниже себестоимости) в регионе поддерживает уровень жизни населения, а также способствует укреплению конкурентоспособности предприятий, использующих газ в качестве сырья. С другой стороны, регулируемые цены ниже себестоимости приводят к неэффективному использованию природного газа в быту и на производстве ввиду отсутствия действенных стимулов к его сбережению.

В Нигерии зафиксирован произошел переход от регулирования ниже себестоимости к регулированию на социально-политической основе. [IGU, 2015, с. 29]

(Burkina Faso, Burundi, Cape Verde, Central African Republic, Chad, Comoros, Djibouti, Equatorial Guinea, Gambia, Guinea, Guinea-Bissau, Lesotho, Liberia, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritania, Mauritius, Niger, Reunion, Rwanda, Sao Tome and Principe, Seychelles, Sierra Leone, Somalia, Swaziland and Uganda)



Источник: составлено по данным МГС за 2005-2014 гг. [IGU, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015]

Рисунок 15 – Механизмы ценообразования на газ на Ближнем Востоке, в Африке и Латинской Америке (2005-2014, млрд куб. м)

Уровень цен зависит от механизма ценообразования, хотя история развития газовых рынков в последние десять лет продемонстрировала, что никакой механизм сам по себе не гарантирует достижения того или иного уровня цен. Тем не менее, именно различия в преобладающих механизмах ценообразования определяют отличающуюся динамику региональных рынков и отсутствие корреляции цен.

В период с 2005 по 2014 г. можно выделить следующие тенденции, которые отразились на общих показателях по миру:

1. **Европа** и (в меньшей степени) АТР начинают вместо индексации по цене на нефть переходить на конкурентное ценообразование. В результате, наблюдается рост доли GOG в общемировом потреблении природного газа практически на всем протяжении периода с 2005 по 2014 г.
2. В АТР на протяжении всего рассматриваемого периода наблюдался **рост импорта СПГ по долгосрочным контрактам** в привязке к нефтепродуктовым ценам. Кроме того, Китай начал импорт по трубопроводу из Центральной Азии. Это скомпенсировало снижение доли OPE в Европе и в целом по миру наблюдается стабильная картина использования данного механизма.
3. **Реформа ценообразования на газ в Китае** (2013 г.) привела к отказу от механизма регулирования на социально-политической основе RSP в пользу регулирования с учетом издержек RCS и индексации по ценам на нефтепродукты OPE.
4. На внутреннем рынке **России** происходит переход от регулируемого к конкурентному ценообразованию, хотя формат конкуренции отличается от того, что используется на рынках Северной Америки и Великобритании. Независимые производители получили возможность конкурировать с Газпромом за поставки крупным внутренним потребителям – цены, по которым осуществляются поставки Газпрома в то же время остаются регулируемы. [Henderson, Pirani, Yafimava, 2014] Внутри категории регулируемых цен параллельно происходит переход от регулирования ниже себестоимости к регулированию по себестоимости.

В целом выделяются три региональных рынка – Северная Америка, АТР и Европа (27% мирового потребления, 20% и 14% соответственно). Наибольшая доля зависимости от импорта характерна для рынка Европы, а также растут поставки в страны Азии, не входящие в ОЭСР. Это позволяет делать вывод о том, что механизмы ценообразования на газ, используемые в данных регионах, имеют значительный потенциал влияния на

мировые тренды. Североамериканский рынок имеет ограниченные связи за пределами региона, однако динамика рынка крайне важна для глобальных трендов по следующим причинам. Во-первых, на модели либерализации рынка природного газа США во многом основывается логика либерализации рынков природного газа в других странах ОЭСР. Во-вторых, перспективы экспорта СПГ из Северной Америки имеют потенциал влияния на балансы в других регионах – если не с точки зрения механизмов ценообразования, то с точки зрения изменения уровня цены за счет дополнительного предложения. Наконец, любые изменения в Северной Америке отражаются на мировой статистике, так как североамериканский рынок – это практически треть мирового по объему.

В следующей разделе рассмотрим динамику развития трех региональных рынков с наиболее сильными связями за пределами региона и оценим перспективы формирования мирового рынка природного газа.

Вопросы по глобализации механизмов ценообразования на газ

Для литературы середины-конца 2000х гг., посвященной вопросу развития рынков природного газа, характерны ожидания в отношении того, что будет происходить постепенная глобализация рынков природного газа. Например, возможность ценового арбитража между регионами (что является базой для корреляции цен и, следовательно, интеграционных тенденций между рынками) рассматривается в следующем исследовании: [Jong De, Linde Van der, Smeenk, 2010]. Международное Энергетическое Агентство отмечает, что несмотря на то, что после экономического кризиса 2008-2009 гг. формирование глобального рынка уже не представлялось реалистичным, в 2011 г. все же просматривались перспективы более высокой степени корреляции региональных цен и интеграционных трендов между региональными рынками [IEA, 2011].

В чем заключается концепция глобализации применительно к рынкам природного газа?

Начнем с определения глобализации как таковой, без привязки к рынкам природного газа. Шавшуков в статье «Глобальные финансы и новые вызовы мировой экономики» отдает следующее определение: «Глобализация – гетерогенная стадия интеграционных процессов, охватывающих мировую экономику, политику, культуру, право, экологию, спорт, науку, технику и другие области. Наибольшее развитие глобализация получила в мировой экономике. Ее сущность заключается в глубокой интеграции экономических связей и отношений стран и национальных рынков в целостную мировую экономику, проявляется в региональной интеграции (ЕС, АСЕАН, НАФТА) и в определяющей роли международных рынков сырья, денег, капитала и валюты». [Шавшуков, 2003, с. 63] Данное определение качественное, и в общем динамика рынков природного газа позволяет говорить о некоторых глобализационных трендах в последние десятилетия: углубление связей между экспортерами и импортерами энергоресурсов, взаимный интерес в укреплении безопасности поставок (усиление зеркальных концепций безопасности поставок и безопасности спроса).

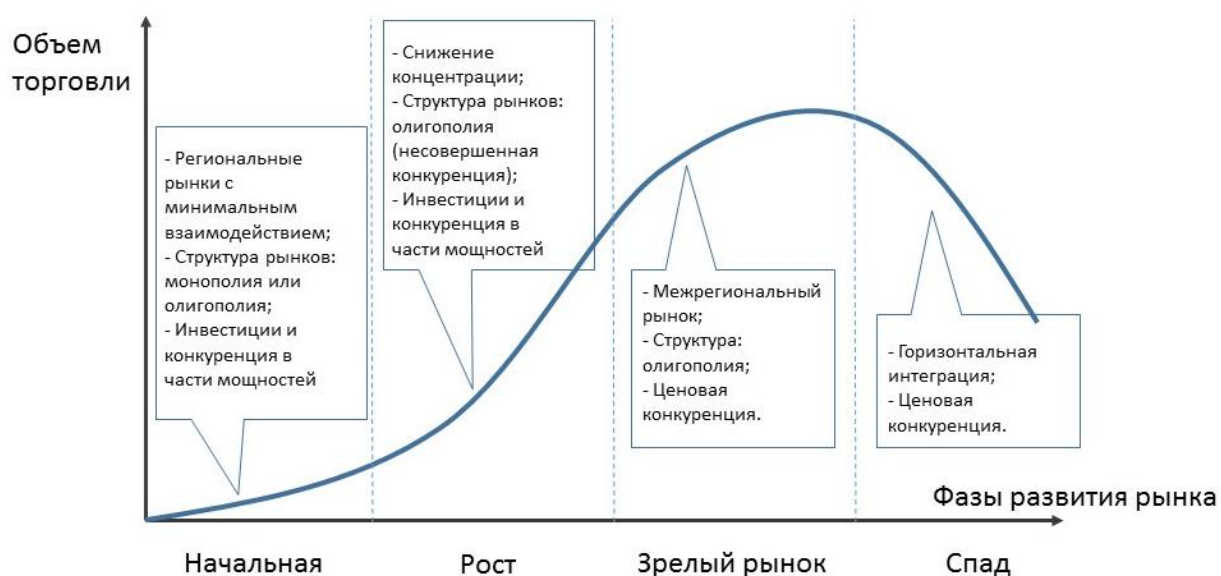
Однако если говорить о количественных параметрах («двух-трехкратное превышение темпов роста международной торговли над динамикой мирового производства, в превышении переданного производства над оборотами международной торговли,» [Шавшуков, 2003, с. 63]), то стоит констатировать: о двух-трех-кратном превышении роста международной торговли над ростом производства не может быть и речи. Природный газ с этой точки зрения не является типичным товаром, и его

производство зависит от наличия ресурсов, а также от непосредственного спроса. Более того, потребление растет как на базе растущего импорта, так и на базе собственного производства.

«Правовой основой глобализации является либеральное законодательство большинства стран мира, разрешающее свободное движение капитала, операции капитального характера (лежащие в основе прямых и портфельных инвестиций), применение норм международного права, условий, процедур по торговым и финансовым сделкам». [Шавшуков, 2003, с. 63] Именно на этой логике основывается логика внедрения либерального законодательства в функционирование рынков природного газа.

За счет каких механизмов такая глобализация должна [была] произойти?

Достаточно распространена точка зрения о том, что рынки природного газа в целом в своем развитии повторяют основные этапы развития нефтяных рынков – это так называемая четырехфазовая модель развития рынков природного газа. Развитие нефтяных рынков в рамках данной модели описывается как движение вдоль кривой, по мере которого происходит рост объемов нефтяные рынки характеризуются ростом конкуренции по мере роста объема поставок, развития инфраструктуры поставок, использования большего числа и новых типов контрактных структур, и т.п.



Источник: [Boon von Ochssée, 2010, с. 68]

Рисунок 16 – Развитие рынка природного газа: цикл роста (Dynamic market theory)

Стоит отметить, что на разных этапах развития рынка стабильность и безопасность поддерживаются посредством определенного (расширяющегося) набора инструментов, и многие исследователи сходятся на том, что движение рынков природного газа происходит от менее конкурентных к более конкурентным параллельно с ростом объема торговли и расширения списка инструментов, которым участники рынка пользуются. Такой подход тесно связан с моделью эволюционного развития, которая делает вывод о предпочтительности и неизбежности перехода к конкуренции на газовых рынках. Однако, можно также наблюдать, что либерализация и дерегуляция рынка зачастую создает дополнительные проблемы, если речь идет о рынке природного газа, и не всегда те риски, управлять которыми получается посредством государственного регулирования и/или через долгосрочные контракты, адекватно управляются в рамках либерализованного рынка. [Митрова, 2004]

Так или иначе, основной признак глобализации применительно к рынку природного газа – это свободное движение товара из областей низких цен в области высоких цен (то есть передача ценовых сигналов в мировом масштабе).

Основной механизм, который позволил бы достичь корреляции цен – это ценовая конкуренция (арбитраж) между региональными рынками. На рынках газа такой арбитраж ожидался с ростом торговли сжиженным природным газом – данная технология позволяет транспортировать топлива на значительные расстояния и степень зависимости издержек на транспортировку СПГ отличаются от степени аналогичной зависимости для сетевых поставок. Кроме того, для поставок СПГ есть больше гибкости относительно пункта назначения – важно наличие регазификационного терминала, в то время как для сетевых поставок важно наличие инфраструктуры вдоль всей цепочки от скважины до конечного потребителя.

Что же наблюдаем на практике?

До 2008-2009 г. цены на природный газ в разных регионах двигались однонаправленно (во многом в результате использования механизма индексации по цене на нефть в рамках долгосрочных контрактов, используемых в Европе и АТР), однако в 2009 г. произошел существенный разрыв в уровнях цен на трех региональных рынках, причем цена в АТР оказалась наиболее высокой (Рисунок 9). Причины такого разрыва – «сланцевая революция» в США и переход к конкурентному ценообразованию для значительной доли поставок газа в Европе.

Таким образом, в период с 2008 г. наблюдается значительное снижение цен на рынке Северной Америки, выход на арену новых крупных потребителей, таких как Китай

и Индия, и рост цен в Азии по мере роста импорта как традиционными, так и новыми участниками, плюс повышение регулируемых цен в Китае и Индии. [IGU, 2015, с. 10]

Можно констатировать, что глобализации рынка в виде повышения степени корреляции цен не произошло. Это можно объяснить следующими факторами:

1. Изменение конъюнктуры импортирующих рынков (сланцевая революция в Северной Америке, приведшая к трансформации региона из потенциального импортера в потенциального экспортера, сокращение спроса в Европе)
2. Разница в уровне цен по долгосрочным контрактам и на спотовых площадках.

С точки зрения организации рынков, с одной стороны происходило укрупнение региональных рынков природного газа. В 2007 г. в числе импортирующих рынков Северо-Восточная Азия, Китай и Индия, континентальная Европа, Северная Америка, Великобритания [Dickel и др., 2007, с. 216]. Изменения, произошедшие в Европе за последние годы, позволяют говорить об интеграции между рынками Великобритании и континентальной Европы в единый газовый рынок ЕС. Изменения произошли и в Азии, где с выходом Китая на рынок СПГ также произошло укрупнение рынка с точки зрения объемов и количества участников.

С другой стороны, региональные рынки сохраняют свои различия – прежде всего в сложившейся структуре формирования цен на газ.

Эволюция рынков и их текущее состояние суммированы в *Таблице 2*.

Таблица 2. Развитие региональных рынков и международной торговли природным газом – условия развития, характеристика рынков в 2009 и 2015 гг.

УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКОВ		
Северная Америка и Великобритания	Континентальная Европа и Япония / Корея	Китай
Развитие основано на собственных ресурсах, отсутствие зависимости от импорта на этапе становления рынка	Изначально высокая степень зависимости от импорта	Изначально развитие рынка на базе собственных ресурсов
Основная часть добычи на малых и средних месторождениях	Основная часть добычи – с крупных / гигантских месторождений	Добыча на своих месторождениях представляется геологически сложной
Стандартный режим налогообложения, решение по развитию месторождений принимают компании / частные игроки	Экспортирующие государства максимизируют ренты Решение о развитии месторождений принимается экспортирующим государством	Решения принимаются правительством централизованно
Эластичность спроса за счет сектора электрогенерации	Ограниченная эластичность спроса в ЕС В Японии, Корее цена закупки транслируется на конечного покупателя	Ограниченная эластичность спроса
Принцип конкурентного ценообразования; уровень цен ограничен ценами на нефть; на рынке США цены сделок на газ взаимосвязаны с ценами на уголь, определяющий сектор - электрогенерация; рынок газа в Великобритании определяется балансом спроса и предложения для СПГ.	Традиционно в цене на газ присутствовала ссылка на цену на нефть. С 2009-2010 ЕС переориентировался на цены газа на хабах; Япония, Корея начинают ссылаться на спотовые цены СПГ	До 2011: регулируемое ценообразование 2011: пробная реформа ценообразования в провинциях Гуандун и Гуанси (расчет с отсылкой на Шанхай); 2013: реформа ценообразования распространяется на всю страну. Индексация по цене мазута и сжиженного нефтяного газа

РЕГИОНАЛЬНЫЕ РЫНКИ ДО 2009 Г.						
Северная Америка	Великобритания	→ модель для реформы	Континентальная Европа	Торговля СПГ	Япония / Корея	Китай
Хабы созданы отраслью, большое количество участников, чёрн 100 До начала широкомасштабной добычи сланцевого газа ожидался высокий спрос на импортируемый СПГ	Хаб NBP был создан регулирующими органами, чёрн от 10 до 15, большое количество участников, ограниченная ёмкость для импортируемого СПГ Импорт СПГ в основном по долгосрочным контрактам	↔	Несколько хабов, исторически преобладали долгосрочные контракты на поставку СПГ, несколько крупных участников рынка	↔ СПГ выполняет функцию передачи ценового сигнала	Хаб отсутствует, исторически преобладают долгосрочные контракты, малое количество крупных игроков	Хаб отсутствует. До 2011: Цена на газ у устья скважины регулируется государством. Принцип «издержки-плюс» и локально регулируемые тарифы. В 2004 запущена первая нить системы Запад-Восток (вторая нить в 2010-2011). Импорт сетевого газа из Центральной Азии начат в 2009 г., газ поступает на Восточное побережье через систему Запад-Восток. Импорт СПГ начат в 2006 г. В 2009 функционируют терминалы в Гуандуне, Фуцзяни, Шанхае.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ РЫНКИ В 2015 Г.

Североамериканский рынок	Европейский рынок	Торговля СПГ	Азиатский рынок
<p>Хабы созданы отраслью, большое количество участников, чёрн 100 Потенциал экспорта СПГ Цены на газ на хабах ограничен ценами на нефть; на рынке США цены сделок на газ взаимосвязаны с ценами на уголь Оказывает влияние на Европейские рынки газа и угля через межтопливную конкуренцию в секторе электроэнергетики Северной Америки.</p>	<p>Доступ третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре. Система «вход-выход». Значительные регазификационные мощности Виртуальные хабы по всей территории ЕС, цены на этих хабах коррелируют. Наиболее значимые точки: NBP (Великобритания, £) и TTF (Нидерланды, €) Пересмотр долгосрочных контрактов с ключевым поставщиками, направленный на включение связки с ценами газа на хабах. При уровне цены на нефть в 50 долл. за баррель отсутствует значительная разница между ценами на газ в нефтяной привязке и на хабах.</p>	<p>↔ Азия: потенциал наращивания импорта СПГ. ЕС: наиболее ликвидный рынок, способный впитать краткосрочны избыток СПГ</p>	<p>Региональный хаб отсутствует. Более 70% поставок СПГ поставляются по долгосрочным контрактам с привязкой к цене на нефть. Импортируемый газ (по краткосрочным и долгосрочным сделкам) поставляется на внутренний рынок по принципу «издержки-плюс». При уровне цены на нефть в 50 долл. за баррель отсутствует значительная разница между ценами на газ в нефтяной привязке и ценами спотовых сделок. Возрастает роль поставок в Китае по долгосрочным контрактам с привязкой к цене на нефть. Ценообразование на газ в Китае после проведения реформы 2013 г.: • Pipeline pricing for non-resident is based on netback. • Pipeline pricing for resident is based on cost-plus ex-plant. • LNG pricing depends on import price and regas cost. • Unconventionals: pricing is liberalised.</p>

Источники: составлено автором на базе [Chen, 2014; Dickel и др., 2007], неопубликованной переписки с Ральфом Дикелем в октябре 2015.

Заключение

В работе были рассмотрены основные механизмы ценообразования на газ, их использование в ключевых регионах, а также перспективы глобализации рынков природного газа. Ниже представим четыре группы выводов – по механизмам ценообразования на газ в целом, региональная динамика их использования, вопросы глобализации рынков природного газа, и наконец, выводы, которые может сделать поставщик на региональные рынки природного газа.

Механизмы ценообразования

Развитие конкурентного ценообразования преимущественно сосредоточено в США и Европе и ими же активно продвигается как единственно правильный путь развития для всего остального мира. При этом такой подход противоречит базовым принципам организации газового бизнеса с его высокой капиталоемкостью и необходимостью долгосрочного планирования очевидно всем странам-производителям природного газа в мире и немалой доле потребителей, заинтересованных в гарантиях поставок. Более того, сам по себе конкурентный механизм ценообразования на газ не является гарантией низких цен. Именно поэтому необходимо с высокой долей скептицизма подходить к трактовке развития механизмов ценообразования на газ с приоритетом конкурентного ценообразования. Такой подход в наибольшей степени отражает интересы рынка потребителя, но не рынка производителя.

При переходе к рыночной системе ценообразования на газ бюджетная нагрузка не снижается, поскольку необходимы большие затраты по ликвидации старой управленческой схемы и созданию новых рыночных институтов управления и регуляторов рынка, по распространению информации о новых рыночных правилах функционирования рынка всем его участникам, по замене старых газотранспортных систем и организации работы новых.

Факторы, оказывающие влияние на переход от одной системы ценообразования на газ к другой, а также вероятность, что данные изменения в полной мере вступят в силу, существенно различаются в зависимости от региона и страны, и никакого единого подхода здесь быть не может.

Региональная динамика

Уровень цен зависит от механизма ценообразования, хотя история развития газовых рынков в последние десять лет продемонстрировала, что никакой механизм сам

по себе не гарантирует достижения того или иного уровня цен. Тем не менее, именно различия в преобладающих механизмах ценообразования определяют отличающуюся динамику региональных рынков и отсутствие корреляции цен.

В период с 2005 по 2014 г. можно выделить следующие тенденции, которые отразились на общих показателях по миру:

1. **Европа** и (в меньшей степени) АТР начинают вместо индексации по цене на нефть переходить на конкурентное ценообразование. В результате, наблюдается рост доли GOG в общемировом потреблении природного газа практически на всем протяжении периода с 2005 по 2014 г.
2. В АТР на протяжении всего рассматриваемого периода наблюдался **рост импорта СПГ по долгосрочным контрактам** в привязке к нефтепродуктовым ценам. Кроме того, Китай начал импорт по трубопроводу из Центральной Азии. Это скомпенсировало снижение доли OPE в Европе и в целом по миру наблюдается стабильная картина использования данного механизма.
3. **Реформа ценообразования на газ в Китае** (2013 г.) привела к отказу от механизма регулирования на социально-политической основе RSP в пользу регулирования с учетом издержек RCS и индексации по ценам на нефтепродукты OPE.
4. На внутреннем рынке **России** происходит переход от регулируемого к конкурентному ценообразованию, хотя формат конкуренции отличается от того, что используется на рынках Северной Америки и Великобритании. Независимые производители получили возможность конкурировать с Газпромом за поставки крупным внутренним потребителям – цены, по которым осуществляются поставки Газпрома в то же время остаются регулируемы. [Henderson, Pirani, Yafimava, 2014] Внутри категории регулируемых цен параллельно происходит переход от регулирования ниже себестоимости к регулированию по себестоимости.

В целом выделяются три региональных рынка – Северная Америка, АТР и Европа (27% мирового потребления, 20% и 14% соответственно). Наибольшая доля зависимости от импорта характерна для рынка Европы, а также растут поставки в страны Азии, не входящие в ОЭСР. Это позволяет делать вывод о том, что механизмы ценообразования на газ, используемые в данных регионах, имеют значительный потенциал влияния на мировые тренды. Североамериканский рынок имеет ограниченные связи за пределами региона, однако динамика рынка крайне важна для глобальных трендов по следующим

причинам. Во-первых, на модели либерализации рынка природного газа США во многом основывается логика либерализации рынков природного газа в других странах ОЭСР. Во-вторых, перспективы экспорта СПГ из Северной Америки имеют потенциал влияния на балансы в других регионах – если не с точки зрения механизмов ценообразования, то с точки зрения изменения уровня цены за счет дополнительного предложения. Наконец, любые изменения в Северной Америке отражаются на мировой статистике, так как североамериканский рынок – это практически треть мирового по объему.

Глобализация

Интеграция рынка природного газа (да и рынка любого другого товара) – это направление развития рынка, которое всегда происходит по решению участников данного рынка. Необходимые условия – это наличие физической инфраструктуры для осуществления поставок, а также правовая база. Оба условия нацелены на обеспечение свободных потоков товара. Ограничивающие факторы применительно к рынкам природного газа – это вопросы политического характера, независимость энергосистемы, самообеспечение. Природный газ – это товар, торговля которым в значительной степени зависит от инфраструктуры, и отсюда возникают значительные риски. Теоретически, с увеличением плотности инфраструктуры и дополнительной гибкости с развитием СПГ, эти риски должны уменьшаться. Будут ли эти риски уменьшаться с увеличением гибкости поставок – вопрос среднесрочной перспективы.

В целом, основной признак глобализации применительно к рынку природного газа – это свободное движение товара из областей низких цен в области высоких цен (то есть передача ценовых сигналов в мировом масштабе). Основной механизм, который позволил бы достичь корреляции цен – это ценовая конкуренция (арбитраж) между региональными рынками.

Можно констатировать, что глобализации рынка в виде повышения степени корреляции цен за последнее десятилетие, несмотря на прогнозы, не произошло. С точки зрения организации рынков, с одной стороны происходило укрупнение региональных рынков природного газа. С другой стороны, региональные рынки сохраняют свои различия – прежде всего в сложившейся структуре формирования цен на газ.

Выводы для России

Основной вывод для страны-поставщика – это обращать более пристальное внимание на развитие рынка природного газа в регионах, потенциально открывающих возможность для наращивания доли рынка. Таким регионом является АТР. Из трех

региональных рынков, только у АТР есть перспективы наращивания импорта как сетевого газа, так и СПГ. Здесь следует учесть следующие факторы.

Во-первых, очевидно, что, в отличие от рынка Европы, в АТР не существует «целевой» модели ценообразования на газ, как нет и консенсуса между ключевыми импортерами по поводу предпочтительных механизмов. Уже имеющийся портфель долгосрочных контрактов определяет доминирование нефтяной индексации на ближайшее десятилетие. Нефтяная привязка только усилила свои позиции вследствие падения цен на нефть 2014-2015 гг., повлекшее за собой снижение цен на газ.

Во-вторых, биржи по торговле газом все же будут развиваться и в этом регионе. Основная ценность наличия торговой биржи, осуществляющей сделки с природным газом, а также наличия ликвидных хабов – в том, что как покупатель, так и продавец может осуществить торговую операцию с газом по известной и адекватной цене.

Список литературы

1. Boon von Ochssée T. The Dynamics of Natural Gas Supply Coordination in a New World. The Hague: Clingendael International Energy Programme, 2010. 430 С.
2. BP. Statistical Review of World Energy // 2015. № June. С. 48.
3. Chen M. The Development of Chinese Gas Pricing: Drivers, Challenges and Implications for Demand. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2014. 46 С.
4. Correljé A., Linde C. Van der, Westerwoudt T. Natural Gas in the Netherlands: From Cooperation to Competition? Amsterdam: Oranje-Nassau Groep, 2003. 1-240 С.
5. Dickel R. и др. Putting A Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. Brussels: Energy Charter Secretariat, 2007. 239 С.
6. ERI RAS, ACRF. Global and Russian Energy Outlook up to 2040 / под ред. А. Makarov, Т. Mitrova, L. Grigoriev. Moscow: ERI RAS / ACRF, 2014. 173 С.
7. Flower A. LNG Pricing in Asia – Japan Crude Cocktail (JCC) and ‘S’-Curves // Natural Gas in Asia: The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea / под ред. J. Stern. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2008. С. 405–409.
8. Henderson J., Pirani S., Yafimava K. Russia’s Domestic Gas Market Development, Prices, and Transportation // The Russian Gas Matrix: How Markets are Driving Change / под ред. J. Henderson, S. Pirani. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2014. С. 108–154.
9. IEA. Are We Entering a Golden Age of Gas? Paris: OECD/IEA, 2011. 329 С.
10. IEA. Medium-Term Gas Market Report 2015 / под ред. L. Varro. Paris: International Energy Agency, 2015. 138 С.
11. IGU. Wholesale Gas Price Formation: A Global Review of Drivers and Regional Trends. Oslo: International Gas Union, 2011. 68 С.
12. IGU. Wholesale Gas Price Formation 2012: A Global Review of Drivers and Regional Trends. Oslo: International Gas Union, 2012. 50 С.
13. IGU. Wholesale Gas Price Survey - 2013 Edition: A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005-2012. Fornebu: International Gas Union, 2013. 32 С.
14. IGU. Wholesale Gas Price Survey - 2014 Edition: A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005-2013. Fornebu: International Gas Union, 2014. 32 С.
15. IGU. Wholesale Gas Price Survey - 2015 Edition. Fornebu: International Gas Union, 2015. 31 С.
16. Jong D. De, Linde C. Van der, Smeenk T. The Evolving Role of LNG in the Gas Market // Global Energy Governance: The New Rules of the Game / под ред. А. Goldthau, J.M. Witte. Berlin: Global Public Policy Institute, 2010. С. 221–246.

17. METI. Spot LNG Price Statistics [Электронный ресурс]. URL: <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html> (дата обращения: 23.10.2015).
18. Milovidov K. The Economics of Gas Industry in Foreign Countries. Part 2 [Экономика газовой промышленности зарубежных стран. Часть 2]. М.: The Russian State University of Oil and Gas named after Gubkin, 2006.
19. Miyamoto A., Ishiguro C. A New Paradigm for Natural Gas Pricing in Asia: A Perspective on Market Value. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2009. 49 С.
20. Petroleum Association of Japan. Oil Statistics [Электронный ресурс]. URL: <http://www.paj.gr.jp/english/status/> (дата обращения: 23.10.2015).
21. Platts. International Gas Report. Issue 784 / October 19, 2015. London: McGraw Hill Financial, 2015. 42 С.
22. US Department of Energy. Natural Gas Regulation [Электронный ресурс]. URL: <http://energy.gov/fe/services/natural-gas-regulation> (дата обращения: 15.12.2015).
23. Архипов Н.А. и др. Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды / под ред. В.А. Кулагин, Т.А. Митрова. М.: Институт энергетики НИУ ВШЭ / ИНЭИ РАН, 2015. 86 С.
24. Архипов Н.А., Миронова И.Ю. Конкуренции не избежать: К чему должны быть готовы поставщики природного газа на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона? // Нефть России. 2015. № 5-6. С. 26–30.
25. ИНЭИ РАН, АЦРФ. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / под ред. А. Макаров, Т. Митрова, Л. Григорьев. М.: ИНЭИ РАН, 2013. 108 С.
26. Митрова Т. Эволюция институциональной структуры газовых рынков // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. 2004. № 4. С. 67–75.
27. Митрова, Т.А.Галкина А.А. Межтопливная конкуренция // Экономический журнал ВШЭ. 2013. № 3. С. 372–389.
28. Шавшуков В.М. Глобальные финансы и новые вызовы мировой экономики // Вестник СПбГУ. Серия 5 Экономика. 2003. № 5. С. 63–70.
29. Экономическая теория (Политэкономия) / под ред. Г.П. Журавлева. М.: ИНФРА-М, 2011. 864 С.