

На правах рукописи

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ»

Колбикова Екатерина Сергеевна

**РАЗВИТИЕ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО СЕКТОРА В
УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС**

Специальность 08.00.14 – Мировая экономика

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Москва – 2017

Диссертация выполнена на кафедре «Международных экономических отношений» экономического факультета Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Российский университет дружбы народов» (РУДН).

Научный руководитель: **Андропова Инна Витальевна,**
доктор экономических наук, доцент, профессор
кафедры «Международных
экономических отношений» экономического
факультета РУДН

Официальные оппоненты: **Кудрявцева Ольга Владимировна,**
доктор экономических наук, доцент, профессор
кафедры «Экономика природопользования»
Московского государственного университета
имени М.В. Ломоносова

Иванова Наталья Михайловна,
кандидат экономических наук, начальник
Отдела двустороннего сотрудничества
Департамента международной деятельности
ФГБУ «Российское энергетическое агентство»
Минэнерго России

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Российский государственный
университет нефти и газа (Национальный
исследовательский университет) имени
И.М.Губкина»

Защита состоится «12» октября 2017 г. в 14:00 на заседании Диссертационного совета Д 212.203.15 при РУДН по адресу: 117198, г. Москва, улица Миклухо-Маклая, д. 6, зал № 1.

С диссертацией можно ознакомиться в Научной библиотеке РУДН по адресу: 117198, г. Москва, улица Миклухо-Маклая, д. 6.

Объявление о защите и текст автореферата размещены на официальном сайте Высшей аттестационной комиссии при Министерстве образования и науки РФ (<http://vak.ed.gov.ru>) и на сайте РУДН (<http://dissovet.rudn.ru>) «9» августа 2017 г.

Автореферат разослан « » сентября 2017 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
доктор экономических наук, доцент

И.В. Андропова

I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность диссертационного исследования обусловлена тем, что при наличии утверждённого правительствами пяти стран-членов Евразийского Экономического Союза (ЕАЭС) плана запуска общего рынка газа к 2024 г. до сих пор отсутствует системное представление о механизмах его формирования. При этом создание общего рынка газа ЕАЭС имеет стратегическое значение для России и её партнёров по интеграционному объединению с точки зрения укрепления экономических и геополитических позиций на внешних рынках, поддержания стабильности газовых потоков на постсоветском пространстве, обеспечения конкуренции на внутреннем рынке и формирования справедливой модели ценообразования, которая бы максимально учитывала интересы всех участников рынка газа ЕАЭС.

Необходимость создания общего рынка газа для России определяется угрозами сохранения текущих позиций и выхода на новые экспортные рынки. В результате происходящих процессов глобализации на региональных рынках газа как следствие развития СПГ индустрии, позволяющей осуществлять экономически обоснованные поставки газа на большие расстояния, начала усиливаться конкуренция за премиальных потребителей. Более того, успешная отработка технологий добычи и потребления природного газа приводит к растущему дисбалансу спроса и предложения в пользу последнего. В результате происходит усиление конкуренции за традиционные и перспективные для России рынки сбыта.

С падением цен на нефть произошло сужение региональных дифференциалов цен на газ, в результате чего азиатский рынок перестал быть премиальным для экспортеров относительно европейского. Рост торговли по спотовым и краткосрочным контрактам на основе механизма конкуренция «газ-газ»¹ в Европе несет риск неопределенности формирования будущих цен и отсутствия гарантии сбыта, что осложняет принятие инвестиционных решений Россией по реализации крупных газотранспортных проектов в данном направлении.

Риски снижения доли России на внешних рынках природного газа должны не только учитываться в программных документах соответствующих правительственных ведомств, но также способствовать выработке механизмов по стимулированию спроса на газ на внутреннем рынке и рынках торговых партнеров по ЕАЭС в рамках создания общего газового рынка.

В России в связи с сужающейся экспортной нишей, стагнацией спроса и растущей энергоэффективностью на внутреннем рынке существенный потенциал газодобычи остается нереализованным. Проблемы действующей модели газового рынка начали усугубляться с ростом доли независимых производителей газа, получивших преференции по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и возможность давать скидки к регулируемой оптовой цене газа, определяющейся

¹ Цена определяется на основе баланса спроса и предложения (конкуренция различных поставок газа)

Постановлением Правительства от 29.12.2000 № 1021. Очевидно, что в условиях избыточных производственных мощностей растет конкуренция между компаниями на внутреннем рынке, вследствие чего ПАО «Газпром» (далее – Газпром) постепенно теряет на нем свою долю. Регулирование цен на газ в России происходит в условиях отсутствия экономически обоснованной модели ценообразования, что несет за собой высокий уровень неопределенности для компаний и потребителей. В результате на сегодняшний день накапливаются противоречия среди участников рынка.

Создание общего межгосударственного рынка газа является достаточно новым явлением в развитии мирового газового рынка. Примеры попыток построения подобных рынков в настоящее время ограничиваются странами Европейского союза (ЕС) и отчасти странами североамериканской зоны свободной торговли (НАФТА), где интеграция национальных рынков происходит на основе либерализации отношений в газовой отрасли. При этом модель НАФТА в наибольшей степени подходит для ЕАЭС, так как в обеих интеграциях доминирующий производитель имеет избыточные мощности по добыче природного газа. В условиях искусственного ограничения экспорта газа реализация модели рыночного ценообразования может приблизить цены внутреннего рынка к уровню предельных издержек, что потенциально будет стимулировать спрос на внутреннем российском рынке.

Необходимость разработки общей модели газа ЕАЭС, по сути являющейся производной от российской, должна не только оказывать положительный экономический эффект на участников общего рынка газа и стимулировать рыночный спрос, но также усиливать интеграционные процессы партнеров по ЕАЭС и минимизировать конфликтные ситуации по поводу газа. При этом выбор модели развития общего рынка газа ЕАЭС должен зависеть от характера оптимизационной задачи, которая будет ставиться государствами с учетом долгосрочной перспективы.

Цель диссертационного исследования состоит в построении сценариев и выработке оптимальной модели развития российского рынка газа в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС с учетом максимизации экономической выгоды и соблюдения интересов всех участников рынка в долгосрочной перспективе.

Достижение поставленной цели обусловило необходимость решения следующих взаимосвязанных задач:

1. Провести сравнительный анализ теоретических подходов и международных практик организации рынков и целевых рыночных моделей газа.
2. Проследить и систематизировать эволюцию механизмов ценообразования на основных региональных рынках газа.
3. Оценить основные тенденции, текущий и прогнозный баланс мирового рынка газа в разрезе ключевых регионов.
4. Обобщить и выявить особенности организации и направлений развития рынков газа стран-членов ЕАЭС, сделав акцент на проблемах модели российского рынка газа, внешних и внутренних вызовах.

5. Определить концептуальные подходы к разработке модели общего рынка газа ЕАЭС.

6. Разработать сценарии развития модели общего рынка газа ЕАЭС и обосновать оптимальный вариант.

7. Провести оценку экономических выгод и потерь при организации общего рынка газа ЕАЭС.

Степень научной разработанности проблемы. В основу исследовательской базы диссертации вошли труды экономистов, отраслевых экспертов, международных и отечественных информационно-аналитических агентств, научных институтов и консалтинговых компаний.

Теоретические подходы к организации рынков газа освещались в статьях и монографиях А. Моэ, А. Джуриса, Д. Эстрада, К. Мартинсена, П. Мак Эвоя, Д. Фиона, К. Крокера, С. Мастена, В.А. Крюкова, А.Е. Шаститко.

Международные аспекты газового рынка, включая механизмы ценообразования, получили свое отражение в публикациях Оксфордского института энергетических исследований (Д. Стерн, Д. Хендерсон), Энергетической Хартии, Института Энергетики и финансов (В.И. Фейгин, М.Р. Салихов, М.А. Белова), в статьях и монографиях А.А. Конопляника, отчетах компании ВР.

Базовый вклад в проблематику развития российского рынка газа и модели его функционирования внесли публикации следующих экспертов: Фонд Национальной Энергетической Безопасности (Симонов К.В.), Аналитический Центр при Правительстве РФ (Л.М. Григорьев, В.И. Гимади, А.А. Курдин), Институт Энергетических Исследований (Т.А. Митрова, В.А. Кулагин, С.И. Мельникова).

Фундаментальные основы интеграционных газовых моделей освещались в работах Евразийской Экономической Комиссии, Н.П. Гусакова, И.В. Андроновой, С.Н. Лаврова, К.Н. Миловидова, С.Л. Комлева, А.И. Громова, А.В. Титова, С.В. Еремина, И.А. Копытина, А.М. Белогорьева.

Объектом исследования является российский рынок газа в условиях формирования общего рынка Евразийского экономического союза.

Предметом исследования является система экономических отношений, связанных с развитием российского рынка газа в условиях формирования общего рынка Евразийского экономического союза.

Теоретической основой диссертационного исследования послужили фундаментальные механизмы и концепции, приведенные в работах вышеуказанных авторов, посвященных анализу систем ценообразования и регулирования газовых рынков.

Информационно-статистическую базу исследования составили работы зарубежных и отечественных отраслевых экспертов, годовые отчеты российских вертикально-интегрированных компаний, компаний газового рынка Белоруссии, Казахстана, Армении и Киргизии, статистические базы данных (Росстат, Cedigaz,

Enerdata, Eurostat, BP, World Bank, IMF, IHS CERA), аналитические материалы информационных агентств (International Energy Agency, US Energy Information Administration, Аналитический Центр при Правительстве РФ), отчеты российских научных институтов, программные документы и стратегии развития профильных российских ведомств: Министерства экономического развития Российской Федерации, Министерства финансов Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, законы и нормативно-правовые акты стран-членов Евразийского Экономического Союза, США и ЕС, экспертные оценки научных работников.

Область исследования соответствует требованиям следующих пунктов паспорта ВАК для специальности 08.00.14 - Мировая экономика:

П.26. «Внешнеэкономические интересы России на мировом рынке и в отношениях с отдельными странами и группами стран. Геоэкономические проблемы России, ее стратегические приоритеты и внешнеэкономические перспективы»; П.5. «Интеграционные процессы в развитых и развивающихся регионах мирового хозяйства, закономерности развития этих процессов, оценка интеграционных перспектив различных торгово-экономических блоков, включая Евразийскую экономическую интеграцию»; П.17. «Мировой рынок товаров и услуг: тенденции развития, отраслевая и фирменная структура. Организация и техника международной торговли».

Методологические и теоретические основы исследования. Методология исследования базируется на проведении исторического, статистического и сравнительного анализа текущего состояния и особенностей развития внутренних рынков газа государств-членов ЕАЭС; международного опыта формирования общих рынков газа. При построении модели функционирования общего рынка газа применялись следующие теоретико-эмпирические методы: экспертная оценка, дедукция, измерение, моделирование.

Информационно-статистическую базу исследования составили базы данных международных организаций, национальных статистических органов и таможенных комитетов, законодательные и нормативно-правовые акты, международные соглашения, официальные концепции и стратегии национальной и внешнеэкономической безопасности соответствующих стран, информационные и аналитические материалы информационных агентств и служб, научные публикации и статьи, источники интернета.

Научная новизна определяется тем, что в диссертационной работе разработаны сценарии формирования общего рынка газа ЕАЭС и на их основе построена ценовая модель, максимально учитывающая экономические интересы России.

Наиболее существенные научные результаты исследования, отражающие его научную новизну, состоят в следующем:

1. Выявлены основные тенденции развития мирового газового баланса и соответствующие риски для российской стратегии на внешних рынках, которые состоят в усилении глобальной конкуренции за рынки сбыта в связи с появлением разнонаправленных факторов со стороны спроса (совершенствование технологий энергосбережения, растущая конкуренция с альтернативными энергоносителями) и предложения газа (промышленное внедрение технологий разработки нетрадиционного газа – в плотных коллекторах и в гидратах морского дна).

2. Выявлены особенности механизмов формирования цен на газ, в том числе в долгосрочных контрактах, на основе изучения практики США и Европейского Союза. В частности, доказано, что рост доли спотовых контрактов с биржевой индексацией (или в привязке к цене торговых площадок, именуемых хабы) будет оказывать негативное влияние на принятие инвестиционных решений экспортерами газа в части сооружения крупных газотранспортных мощностей, способствовать росту волатильности и неопределенности будущего уровня цен. Новые регуляторные условия в ЕС, внедряемые в рамках Третьей газовой директивы 2009/73/ЕС, будут создавать экономические барьеры по выходу на европейский газовый рынок. Снижение ценовой премии на азиатских рынках вследствие изменения глобальной ценовой конъюнктуры на углеводородное сырье будет ставить под сомнение рентабельность поставок российского газа в Китай и другие азиатские страны по планируемым трубопроводным и СПГ проектам. На основе расчета цены «затраты плюс» для ключевых заводов по сжижению газа выявлено, что удельные затраты на поставку российского СПГ по новому проекту конкурируют с американским проектом и находятся в нижнем диапазоне прогнозных цен на сжиженный газ на конечном рынке – в Японии, даже в условиях низких цен на УВС.

3. В результате анализа и систематизации теоретических аспектов и международного опыта формирования общих рынков и целевых моделей газа доказано, что пример США является наиболее показательным для России. Имея общие условия в виде ограничений экспорта и наличия избыточных мощностей по добыче, имплементация принципов работы газового рынка США в сфере ценообразования и организации производственно-сбытовой цепочки приведет к приближению цены внутреннего рынка в России к уровню предельных издержек добычи.

4. Обоснована необходимость реформирования российской газовой отрасли в части формирования рыночных подходов к ценообразованию и изменения принципов организации рынка газа. Данный тезис доказывается следующими факторами: усилением позиции независимых производителей газа на внутреннем рынке с последующим вытеснением Газпрома из премиальных регионов; ростом производственных мощностей при действующей монополии Газпрома на трубопроводный экспорт газа; появлением обязательств со стороны независимых производителей газа (НПГ) по газоснабжению населения при отсутствии возможности

компенсации затрат через экспортную выручку; существенным и необоснованным ростом тарифов на услуги по транспортировке газа для НПП.

5. Поскольку существует прямая зависимость партнеров по ЕАЭС от российской ценовой политики, а также высокая степень аффилированности местных газовых компаний с Газпромом, предложено масштабировать опыт формирования рыночной модели газового рынка РФ и соответствующие принципы на общий рынок газа ЕАЭС.

Предложен и составлен индикативный прогнозный баланс газа стран-членов ЕАЭС, который позволяет оценить возможность наполнения бюджетов государств, определить потенциал газовых рынков стран и соотнести потенциальные производственные возможности с перспективным спросом. Результаты формирования прогнозного баланса газа ЕАЭС подтверждают гипотезу о необходимости выработки механизмов стимулирования спроса на внутреннем рынке газа ЕАЭС и обеспечения конкурентоспособности на внешних рынках.

6. Сформированы регуляторные развилки с обоснованием приоритетных направлений, по которым будет происходить организация общего газового рынка ЕАЭС. В частности, предлагается проведение гармонизации нормативно-правовой базы по всей производственно-сбытовой цепочке, унификация технического регулирования, публичное раскрытие информации о свободных мощностях газотранспортной системы (ГТС) и подземных хранилищ газа (ПХГ), создание отдельных коммерческих и технологических операторов, формирование общих подходов к ценообразованию, создание единого биржевого оператора и клиринговых организаций.

7. Сформированы три сценария развития общего рынка газа ЕАЭС: инерционный, переходный и инновационный. Доказана целесообразность реализации инновационного сценария, подразумевающего использование биржевой цены на газ в качестве индикатива оптовых цен в долгосрочных контрактах. Доказано, что переход на рублевые расчеты в российских экспортных контрактах в рамках Союза окажет положительный эффект для партнеров по ЕАЭС при условии обеспечения прозрачного формирования транспортных тарифов.

8. На основе разработанных сценариев определены выгоды и потери России от перехода к выбранной модели общего рынка газа. Обосновано, что инновационная модель будет способствовать оптимизации доходов и эффективности всех участников рынка в долгосрочной перспективе, а также нивелировать геополитические риски отношений в газовой сфере с партнерами по ЕАЭС.

Теоретическая значимость диссертации состоит в том, что полученные в процессе исследования теоретические выводы расширяют и развивают научное представление о сущности организации региональных рынков газа. Выявлены и обоснованы лучшие международные практики создания общих рынков и их целевых моделей. Уточнено и расширено понятие общего рынка газа ЕАЭС, разработаны

концептуальные подходы к формированию общего рынка газа ЕАЭС, которые могут применяться в качестве методологической основы исследования данного рынка.

Практическая значимость выполненной диссертационной работы заключается в возможности использования прогнозных индикативных балансов газа стран-членов ЕАЭС руководителями уполномоченных министерств соответствующих государств, что будет способствовать координации газовой политики ЕАЭС, росту степени открытости торговых потоков и появлению возможностей адекватной оценки наполнения бюджетов стран. Результаты исследования позволяют выбрать Евразийской экономической комиссии наиболее обоснованные и эффективные формы и механизмы формирования общего рынка газа ЕАЭС.

Апробация и внедрение результатов исследования

Основные положения диссертационного исследования докладывались на научных конференциях «Актуальные проблемы глобальной экономики» 2015-2016 гг. и научных семинарах.

Материалы диссертационного исследования используются кафедрой «Международных экономических отношений» Российского Университета Дружбы Народов в преподавании учебных дисциплин: «Международные экономические отношения», «Геополитические и экономические интересы России в регионах мира».

Кроме того, научные результаты диссертации использовались при написании четырех научно-исследовательских работ:

1. Министерства Финансов РФ: «Разработка подходов к реформе налогообложения при добыче и переработке углеводородного сырья» (2015-2017 гг.).
2. Российского гуманитарного научного фонда: «Разработка концепции и моделирование сценариев эндогенного (внутреннего) экономического роста России в условиях западных санкций» (2016-2018 гг.).
3. Российского Университета Дружбы Народов: инициативный НИР по теме: «Внешнеэкономическая составляющая национальных интересов России» (2014 г.).
4. Российского Университета Дружбы Народов: инициативный НИР по теме: «Интеграционные процессы на постсоветском пространстве» (2015 г.).

По теме диссертации автором опубликовано 13 работ общим объемом 5,6 п.л., из них 4 статьи объемом 1,94 п.л. в журналах, включенных в Перечень ВАК при Минобрнауки российских рецензируемых научных журналов. Авторский вклад – 5,1 п.л.

Структура и объём работы обусловлены целью и задачами исследования. Диссертация состоит из введения, трех глав, включающих 8 подразделов, заключения, библиографии, приложений. Работа содержит 52 рисунка и 3 приложения. Библиографический список содержит 127 наименований. Общий объем работы составляет 211 страниц, из них 190 страниц текста. Во введении диссертации обоснована актуальность проблемы, сформулированы цели работы, показана ее научная новизна и практическая ценность, а также личный вклад автора.

II. ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

ВВЕДЕНИЕ

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОРГАНИЗАЦИИ И МИРОВОЙ ОПЫТ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЫНКОВ ГАЗА

- 1.1. Теоретические подходы к формированию рынков газа
- 1.2. Международная практика организации общих рынков газа и целевых рыночных моделей газа
- 1.3. Основные подходы к механизмам ценообразования газа в разрезе ключевых регионов

ГЛАВА 2. СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКОВ И РЫНКОВ ГАЗА СТРАН-ЧЛЕНОВ ЕАЭС

- 2.1. Текущее состояние и вызовы российской газовой отрасли на внутреннем и внешнем рынках
 - 2.1.1. Развитие глобальных газовых регионов и позиция России на этих рынках
 - 2.1.2. Тенденции потребления газа на внутреннем рынке и особенности развития российской газовой модели
- 2.2. Анализ развития рынков и отношений в газовой сфере стран-членов ЕАЭС

ГЛАВА 3. МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОГО РЫНКА ГАЗА В РАМКАХ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС

- 3.1. Подходы к разработке модели российского рынка газа в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС
- 3.2. Сценарии развития российского рынка газа в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС
- 3.3. Оценка выгод и потерь для России при организации общего рынка газа ЕАЭС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

В соответствии с поставленными целями и задачами в рамках диссертационного исследования рассматривается круг вопросов, выводы и рекомендации по которым выносятся на защиту.

Первый блок вопросов актуализирует необходимость создания общего рынка газа ЕАЭС в связи с усилением внешних вызовов для России, обусловленных изменением конъюнктуры международного рынка газа, началом цикла низких цен на углеводородное сырье, новыми приоритетами в системе международных газовых контрактов, развитием технологий применительно к спросу и предложению и соответствующим изменением баланса сил основных поставщиков и потребителей газа. Доля России в мировой добыче на протяжении последних 25 лет постоянно снижается в результате масштабного освоения новых нетрадиционных залежей по

всему миру: с 1990 г. она упала с 30% до 16% в 2016 г.² Позиции России на рынке СПГ также не самые выигрышные: строительство заводов по сжижению газа происходит с большим запозданием в сравнении с мировыми тенденциями.

К основным причинам вероятного появления избыточных производственных мощностей со стороны предложения можно отнести четыре фактора (Рисунок 1).

Факторы роста предложения газа	2015	Прогноз	Год прогноза
			Прирост
США – добыча газа плотных пород		Традиционный Сланцевый	2040 г. / +214%
Прочий мир – добыча нетрадиционного газа			2040 г. / *12,6
Иран – потенциал газодобычи после санкций	Товарная добыча Потери и пр.	Базовая добыча Ю. Парс Проч.	Зависит от принятия ОРИ* / +166%
СПГ – ввод новых мощностей по сжижению		 Строятся	2030 г. / *3,8

* ОРИ – окончательное решение об инвестициях

Рисунок 1. Оценки изменения факторов роста предложения на региональных газовых рынках, млрд куб. м

Источник: составлено автором по: International Energy Outlook [Электронный ресурс] // U.S. Energy Information Administration, 2016. – Режим доступа: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=42-IEO2016&cases=Reference&sourcekey=0>

1. Технологический прорыв в добыче сланцевого газа в США. Добыча нетрадиционного газа в стране достигла 515 млрд куб. м в 2015 г. против 150 млрд куб. м в начале 2000-х гг., она уже полностью покрывает внутренний спрос, а первый американский газ в виде СПГ экспортируется с начала 2016 г. – за этот период из Мексиканского залива вышло более 110 танкеров с суммарным объемом газа 13 млрд куб. м. Газовая сланцевая индустрия США долгое время находилась в реальности низких цен, поэтому рентабельность базовой добычи старых месторождений сохраняется при любой цене (средний уровень операционных затрат 0,8 долл./МБТЕ). При наличии расширяющейся зоны рентабельности новых проектов (за счет ожидаемого повышения внутренних цен на газ и оптимизации удельных затрат) прогнозный рост добычи будет ограничен не экономикой, а темпами ввода новой газотранспортной инфраструктуры.

² Statistical Review of World Energy [Электронный ресурс] / BP p.l.c // site of BP.com. – London: BP.com, 2017. – Режим доступа: <http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/excel/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-underpinning-data.xlsx>. – Загл. с экрана.

2. Промышленное применение технологий освоения нетрадиционных месторождений, разработка метановых гидратов морского дна. В течение последних 5–7 лет первые коммерчески успешные проекты по разработке сланцевых залежей (после США) были реализованы в Китае и Аргентине, сланцевые ресурсы которых являются крупнейшими в мире. Хотя в 2015 г. средние затраты на бурение и заканчивание горизонтальной скважины составляли порядка 11 млн долл. против 6,5–7,8 млн долл. на схожей по свойствам коллекторов формации Eagle Ford в США, за три года их удалось оптимизировать на 35%. Согласно прогнозам АЭИ США, добыча газа плотных коллекторов за счет пяти ключевых стран вырастет с текущих 553 млрд куб. м до порядка 1 360 млрд куб. м к 2040 г., достигнув 23% глобального прогнозного производства газа.

Следующим технологическим прорывом после сланцевого может стать промышленная добыча метана из газовых гидратов. Основным центром отработки технологий разведки и добычи газовых гидратов является Япония, где начало промышленной добычи газовых гидратов запланировано на 2018 г. В долгосрочной перспективе крупнейшие страны – потребители газа могут стать новыми центрами добычи, что будет способствовать уменьшению транспортного плеча, повышению энергетической безопасности и социальным выгодам импортозависимых стран.

3. Эффект от снятия экономических санкций с Ирана на добычу. В течение периода действия иранских санкций производство товарного газа в стране удалось нарастить с 79 млрд куб. м в 2002 г. до 185 млрд куб. м в 2015 г. за счет субсидирования внутреннего потребления. Сегодня львиная доля добычи газа (порядка 40%) формируется в рамках 13 работающих фаз на гигантском месторождении Южный Парс. Государство в приоритетном порядке стремится привлекать иностранных инвесторов для разработки оставшихся 11 этапов, чтобы достичь своей цели по удваиванию товарного выпуска до 391 млрд куб. м к 2020 г. Добиться высокой степени исполнения производственных планов Ирана правительство сможет, предлагая международным нефтегазовым инвесторам более благоприятные условия контрактов по сравнению с традиционными соглашениями обратного выкупа.

4. Ввод новых заводов СПГ в США, Австралии, России, Малайзии и других странах, рост объемов торговли СПГ, появление технологии плавучих заводов. По состоянию на 2016 г. СПГ обеспечивает 33% мировой торговли газом. Экспорт сжиженного газа осуществляется 19 странами (30% всех поставок пришлось на Катар) в направлении 39 стран-потребителей, а его производственные мощности в несколько раз меньше приемных – 346 млн т против 830 млн т, в связи с чем средняя утилизация мощностей регазификационных терминалов составляет всего 32%.

Доля физических поставок СПГ занимает порядка 80% от договорных объемов, что демонстрирует наличие завышенных ожиданий по спросу на момент подписания контрактов. Согласно заявленным планам компаний-операторов, вплоть до 2020 г. ввод новых заводов может удвоиться относительно предыдущих семи лет и составить

447 млрд куб. м.³ Высокая вероятность появления новой инфраструктуры есть у проектов, которые находятся на стадии строительства – это порядка 40 технологических линий суммарной мощностью 267 млрд куб. м. Из них более 80% сооружаемых мощностей базируются в США и Австралии.

В диссертации показано, что в долгосрочной перспективе объемы предложения газа на фоне повышения ресурсной обеспеченности будут превосходить его потенциальное потребление при условии сохранения тренда на снижение среднегодовых темпов его роста (с 3,2% в 2000–2009 гг. до 1,4% в 2010–2015 гг.). Прогнозы замедления связаны с усилением межтопливной конкуренции в странах – импортерах газа, где дорогой ввозимый газ проигрывает по цене углю и поддерживаемым на государственном уровне возобновляемым источникам энергии (ВИЭ). Если ранее на энергетику приходилось почти 80% увеличения мирового спроса на газ, то в 2010–2015 гг. всего 35%⁴.

В результате вышеизложенных факторов усиливается конкуренция за традиционные и перспективные для России рынки сбыта, что находит свое отражение в заключаемых газовых контрактах (Рисунок 2).

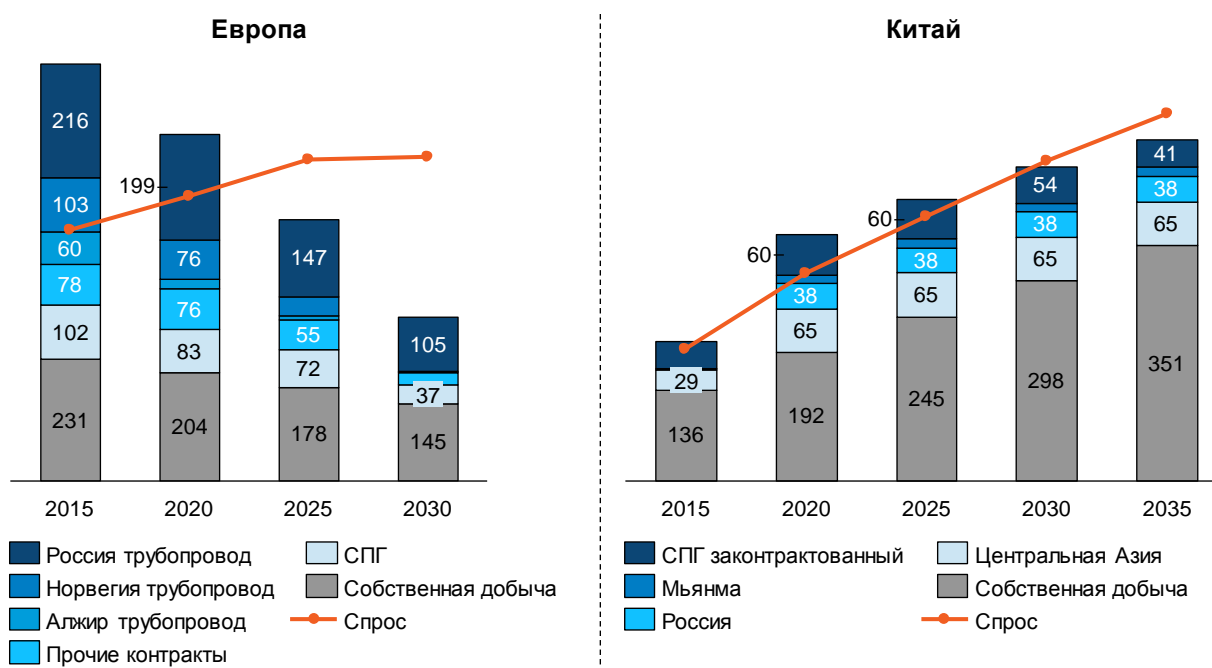


Рисунок 2. Прогноз спроса на газ и объема незаконтрактованной потребности в газе в Европе и Китае до 2030–2035 гг., млрд куб. м

Источник: рассчитано автором по: Statistics Database [Электронный ресурс] / Cedigaz “Natural gas in the world”. – France: Cedigaz “Natural gas in the world”, 2014. – Режим доступа: <http://www.cedigaz.org/products/annual-surveys-2014.aspx>. – Загл. с экрана.

³ The World Depends on Natural Gas [Электронный ресурс] / International Gas Union // site of IGU. – Barcelona: International Gas Union, 2016. – Режим доступа: http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/103419-World_IGU_Report_FINAL_LR.PDF

⁴ World energy balances 2006-2016 [Электронный ресурс] / International Energy Agency // site of IEA. – Paris: International Energy Agency, 2016. – Режим доступа: <http://data.iea.org/payment/products/103-world-energy-statistics-and-balances-2016-edition.aspx>

В Европе законтрактованные объемы газа будут полностью покрывать прогнозный уровень его потребления вплоть до 2022 г., из-за чего вероятно снижение доли отбора по действующим долгосрочным контрактам. Китай контрактует необходимые объемы с большим опережением фактического потребления, что усиливает конкуренцию за рыночную нишу для новых поставок газа. В 2014 г. России удалось заключить два стратегически важных контракта: на поставку газа с завода «Ямал СПГ» и трубопроводного газа по проекту «Сила Сибири», но сохраняются риски успешной промышленной добычи сланцевого газа на юго-западе Китая и увеличения поставок центральноазиатского газа. Вероятность сужения экспортной ниши усиливает значимость формирования общего рынка газа ЕАЭС с точки зрения обеспечения стабильности торговых потоков между его странами-членами и создания условий для их наращивания.

Второй блок вопросов раскрывает особенности системы ценообразования на региональных рынках газа и последствия ее трансформации для России. Высокая фрагментарность газовых рынков определила многообразие механизмов ценообразования. В большинстве импортирующих регионов цена на газ отражена через конкурентную стоимость альтернативных видов топлива, которые могут его заменить: на страновом уровне, например, в Японии, конкуренция происходит между импортным газом и нефтью; для европейских газовых компаний этот энергоресурс соревнуется с нефтепродуктами в промышленной сфере, а в конечном потреблении, в частности при сжигании газа в турбинах, его цена индексируется к углю.

Основные три сегмента составляют цены, индексируемые по нефти, конкуренция «газ-газ» и регулируемые цены разного рода. За последние 10 лет доля импортируемого газа в рамках контрактов с нефтяной привязкой сократилась с 63% до 49%⁵, в то время как биржевые и индексируемые к спотовым котировкам контракты обеспечивают почти половину всех торговых потоков.

В США торговля газом практически полностью осуществляется на основе спотовых и краткосрочных контрактов с индексацией к цене хабов. Превалирующая система долгосрочных контрактов в ЕС, связанная с особенностями становления газовой отрасли континентальной Европы в рамках Гронингенской модели, постепенно сменяется американской моделью. Хотя цены европейских газовых хабов «отвязаны» от нефти, на деле биржевые котировки на площадках NBP (Великобритания) и TTF (Нидерланды) отличаются крайне высокой корреляцией с ценой долгосрочных контрактов ПАО «Газпром» с нефтяной привязкой – порядка 80%. Это может быть обусловлено низкой ликвидностью торговых площадок, на что указывает индикатор churn rate⁶. Его уровень на европейских хабах в десятки раз ниже

⁵ Wholesale gas price survey [Электронный ресурс] / International Gas Union // site of IGU. – Barcelona: International Gas Union, 2016. – Режим доступа: http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf, май 2016

⁶ Churn – отношение объема реализованных физических и бумажных сделок с производными финансовыми инструментами к реальным продажам природного газа в рамках газового хаба в определенный период времени.

самой ликвидной американской площадки Henry Hub и в сотни раз уступает аналогичному показателю для нефти марки Brent. Тенденция перехода на спотовую торговлю создает вызовы для России в части определения целесообразных подходов к организации внутреннего рынка и экспорта газа, включая пересмотр действующих механизмов ценообразования.

С 2015 г. ценовая конъюнктура на рынке газа изменилась в связи с падением цен на нефть. Так как сохраняется существенная привязка цены газа к нефтепродуктовой корзине, корректировка цен на газ происходит с лагом в полгода относительно нефтяных цен. В результате 2016 год показал двукратное падение цен на газ. Это привело к сужению ценового дифференциала между регионами и снижению азиатской премии, что поставило под сомнение экономическую целесообразность строительства новых российских заводов СПГ и трубопроводов в Китай.

Для проверки данной гипотезы мы на примере Японии произвели расчет цены «затраты плюс» для ключевых заводов по сжижению газа в мире (Рисунок 3).

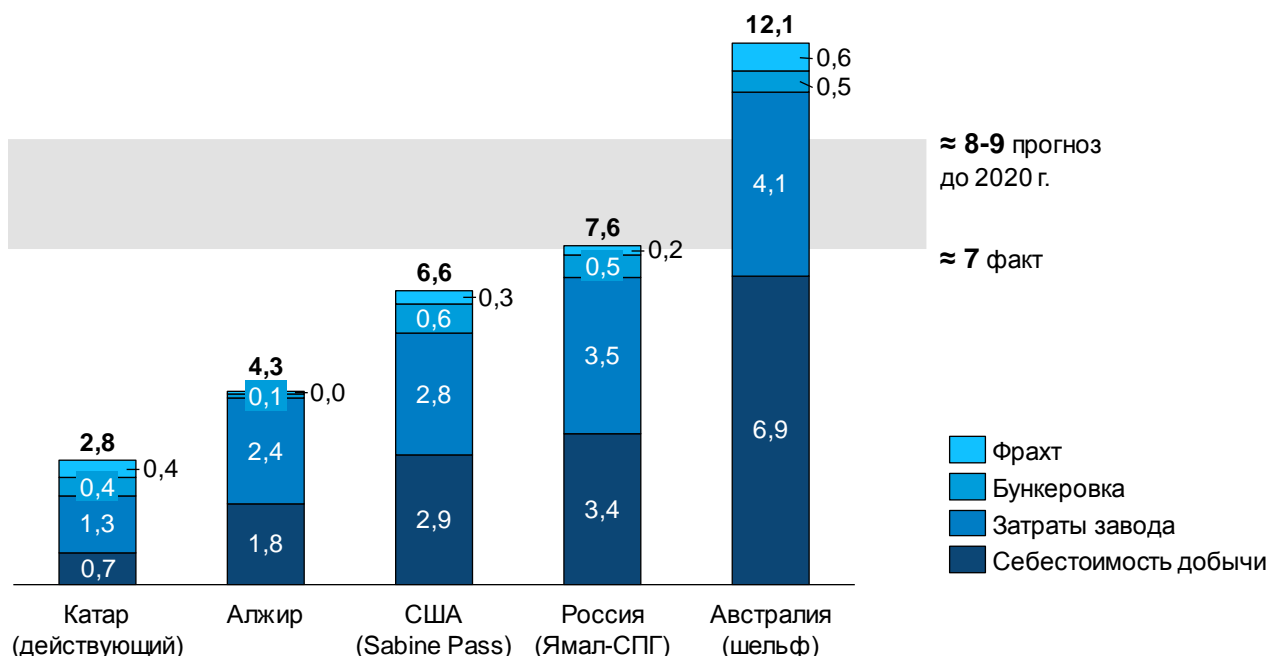


Рисунок 3. Цена «затраты плюс» поставок СПГ в Азию по ключевым странам, долл./МБТЕ

Источник: рассчитано автором по: Выгон Г., Белова М. Развитие мирового рынка СПГ: вызовы и возможности для России [Электронный ресурс] / Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО// сайт новостного портала «Pro-gas». – М.: «Pro-gas», май 2013. – Режим доступа: http://www.pro-gas.ru/images/data/gallery/0_206_SEneC_Global_LNG.pdf

Стоимость поставки СПГ с проекта «Ямал СПГ» до Азиатского региона сопоставима с американским СПГ и составляет 7,9 долл./МБТЕ. Наименьшая доля в затратах приходится на фрахт и топливные расходы. Таким образом, удельные затраты на поставку российского СПГ по новому проекту находятся в нижнем диапазоне

прогнозных цен на сжиженный газ на конечном рынке – в Японии даже в условиях низких цен на УВС (капитальные вложения производились в период высоких цен).

Третий блок вопросов связан с анализом и систематизацией теоретических аспектов и международных практик формирования общих газовых рынков и целевых моделей газа. Изучение теоретических аспектов рынка газа позволяет определить место России и ее партнеров по газовой интеграции в эволюционной модели развития газовых рынков. В исследовании данного вопроса ученые придерживаются двух основных подходов: неоклассического и институционального. Наиболее распространена в научной сфере неоклассическая теория перехода от монопольного положения отрасли к абсолютно конкурентной, подразумевающая постепенное сокращение государственного регулирования. Последователи институциональной теории газовых рынков апеллируют к технологическим особенностям производственно-сбытовой газовой цепочки, которая в силу своей высокой капиталоемкости должна способствовать интеграции участников рынка для достижения эффекта масштаба и соответствующей экономии на капитальных и операционных затратах.

Неоклассический подход сложно назвать идеальной моделью применительно к газовой отрасли, но России необходимо идти в ногу с мировыми тенденциями и частично адаптировать правила игры внешних рынков, чтобы поддерживать конкурентоспособность экспорта, обеспечивать прозрачность внутреннего рынка и минимизировать конфликты на нормативно-правовом уровне в международной деятельности.

На фоне роста рыночной конкуренции все отчетливее прослеживается тенденция, когда отдельные страны распространяют правила организации собственных газовых рынков на своих интеграционных партнеров. На сегодняшний день можно выделить несколько примеров попыток интеграции газовых рынков странами ЕС и отчасти НАФТА, сопровождающихся либерализацией отношений по всей газовой цепочке, где бенчмарком выступают наиболее зрелые игроки, такие как США и Великобритания.

Если говорить о европейском энергетическом законодательстве, то некоторые его принципиальные цели схожи с российскими: прежде всего в отношении равноправного доступа к газотранспортной инфраструктуре, разделения монопольных и конкурентных функций. В частности, при либерализации российской электроэнергетической отрасли в 1997 г. был введен доступ третьих сторон к сетям.

Однако понятие газотранспортной системы добывающей страны имеет некоторые отличия от импортозависимой континентальной Европы: последняя должна стимулировать инвестиции не только во внутреннюю систему и региональные интерконнекторы, но также учитывать интересы инвесторов за ее пределами.

Затянувшееся реформирование энергетического сектора Евросоюза привело к тому, что практически все европейские трубопроводные и СПГ-проекты вынуждены

получать индивидуальные исключения из требований о доступе третьих лиц, но даже после разрешения Комиссии бóльшая часть крупных проектов не реализуется из-за отсутствия гарантирующих поставщиков газа. Такой непрозрачный подход к принятию решений говорит о высокой степени политизированности европейского законодательства в газовой сфере и ограничении доступа зарубежных компаний в инфраструктурные проекты ТЭК Евросоюза. основополагающий принцип открытости энергетических рынков зарубежным инвестициям, закрепленный в Договоре к Энергетической хартии, на практике не исполняется.

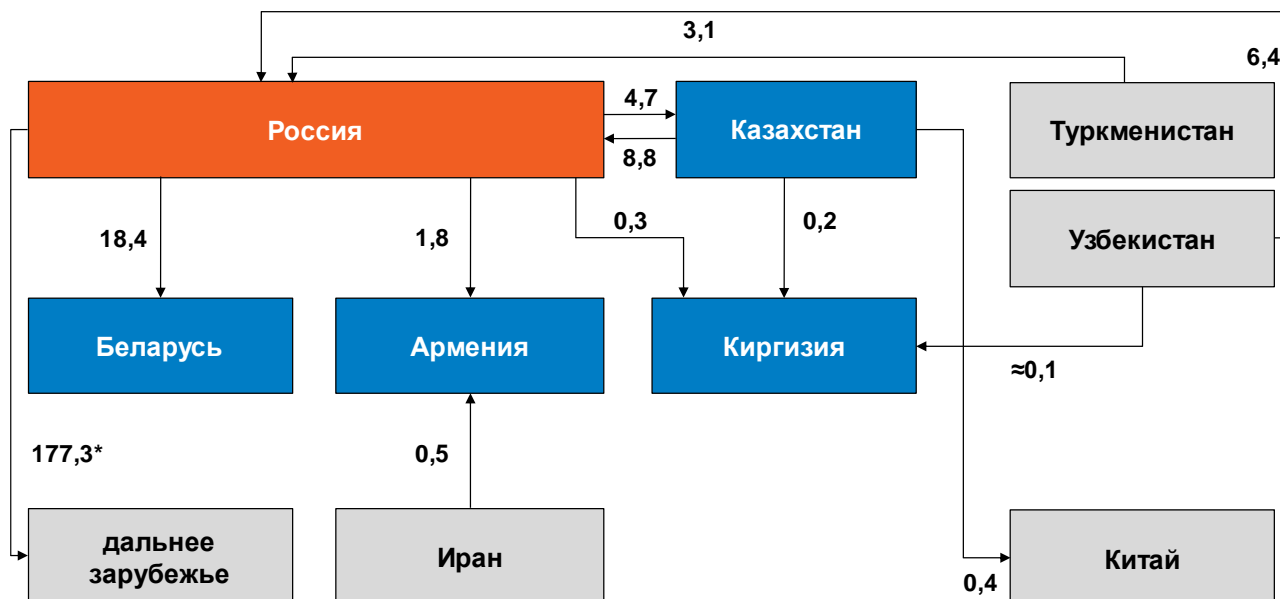
В США исторически существует географический разрыв между производителями и потребителями, поэтому во избежание дисбалансов поставки на межштатовские рынки регулировались централизованно. С ростом издержек добычи производители начали сокращать объемы поставок газа за пределы штата, считая, что выгоднее реализовывать добытый газ по контрактам внутри штата, цены в рамках которых оставались свободными. В 1970-х гг. это привело к образованию сильнейшего дисбаланса на внутреннем рынке, потери которого оценивались в 2,5–5 млрд долл. США.⁷ Как следствие, либерализация Североамериканского континента началась в 1979 г. и затронула всю цепочку создания стоимости. Были ликвидированы барьеры между внутриштатовскими и межштатовскими рынками газа, установлен подвижный потолок цен, который затем был отменен, сформирована сеть трубопроводов, в которой межштатовские трубопроводные компании больше не выполняли роль покупателей и продавцов газа, уступив ее маркетерам. Газовый рынок США похож на конкурентные сырьевые рынки, где цены действительно отражают спрос и предложение, притом что либерализация торговли и цен на газ позволила привлечь много новых компаний в оптовые сделки. Развитие ценовой конкуренции принесло выгоды не только участникам оптового рынка, но и конечным потребителям: цены на устье скважины сократились на 26% в реальном выражении в период с 1988 по 1995 гг.

Пример США наиболее показателен для России. При схожих условиях в виде ограничений экспорта и наличия избыточных мощностей по добыче имплементация принципов работы газового рынка США применительно к ценообразованию и производственно-сбытовой цепочке приведет к приближению цены внутрироссийского рынка к уровню предельных издержек добычи.

Четвертый блок вопросов связан с анализом организации внутренних рынков газа ЕАЭС, выявлением текущих проблем и обоснованием необходимости реформирования рынка газа РФ. Помимо усиления внешних вызовов, немаловажной предпосылкой для газовой интеграции Евразийского экономического союза является сильная историческая взаимосвязь ее стран-членов. Газотранспортная инфраструктура стран ЕАЭС в своих основных элементах была образована в период

⁷ Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States [Электронный ресурс] / semanticscholar // site of semanticscholar, 2017. – Режим доступа: <https://pdfs.semanticscholar.org/bb86/4235b2553d277a62660e4631c9740f1d0b48.pdf>

существования СССР и позволяет осуществлять прямые поставки газа из России в Беларусь и Казахстан, транзитом через Грузию в Армению, а также закупки Россией казахстанского газа для последующей переработки на Оренбургском ГПЗ (Рисунок 4). Кроме того, через территорию Беларуси идут транзитные поставки российского газа в страны ЕС по системе «Ямал – Европа», а через территорию Казахстана – экспорт среднеазиатского газа в КНР и Россию. Экспорт российского газа покрывает 68% потребления газа ЕАЭС, стагнируя на протяжении последнего десятилетия. При этом Газпром через дочерние общества аффилирован практически со всеми владельцами ГТС, за исключением Казахстана.



*Без учета трейдинга

Рисунок 4. Газовые торговые потоки стран – членов ЕАЭС в 2015 г., млрд куб. м

Источник: составлено автором по: сайт ПАО «Газпром», режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/cis-baltia/>, данные СМИ

Текущее сотрудничество между странами – участницами ЕАЭС в газовой сфере носит сдержанный характер. Отсутствуют проекты многостороннего интереса. За исключением разведки и добычи газа в Казахстане и Киргизии, сфера совместных проектов ограничивается развитием газотранспортной системы. Создание общего рынка газа ЕАЭС стратегически значимо для России с точки зрения формирования справедливой модели ценообразования, развития конкуренции на внутренних рынках, укрепления экономической и геополитической позиции на внешних газовых рынках и в частности на постсоветском пространстве.

Спрос на российском внутреннем рынке, обеспечивший около 70% добычи в 2015 г., стагнирует последние 10 лет, что связано с последствиями кризисных явлений в экономике и ростом энергоэффективности газовой генерации. Из-за отсутствия внятной модели регулирования внутреннего рынка в этот период спрос на газ находился в коридоре 430–470 млрд куб. м.

Исторически за Газпром закреплена монополия на экспорт, хотя официально компания получила такое право только после принятия Федерального закона от 18 июля 2006 г. N 117-ФЗ «Об экспорте газа». Также Газпром владеет Единой системой газоснабжения (ЕСГ) и подземными хранилищами газа (ПХГ), унаследованными от Министерства газовой промышленности СССР.

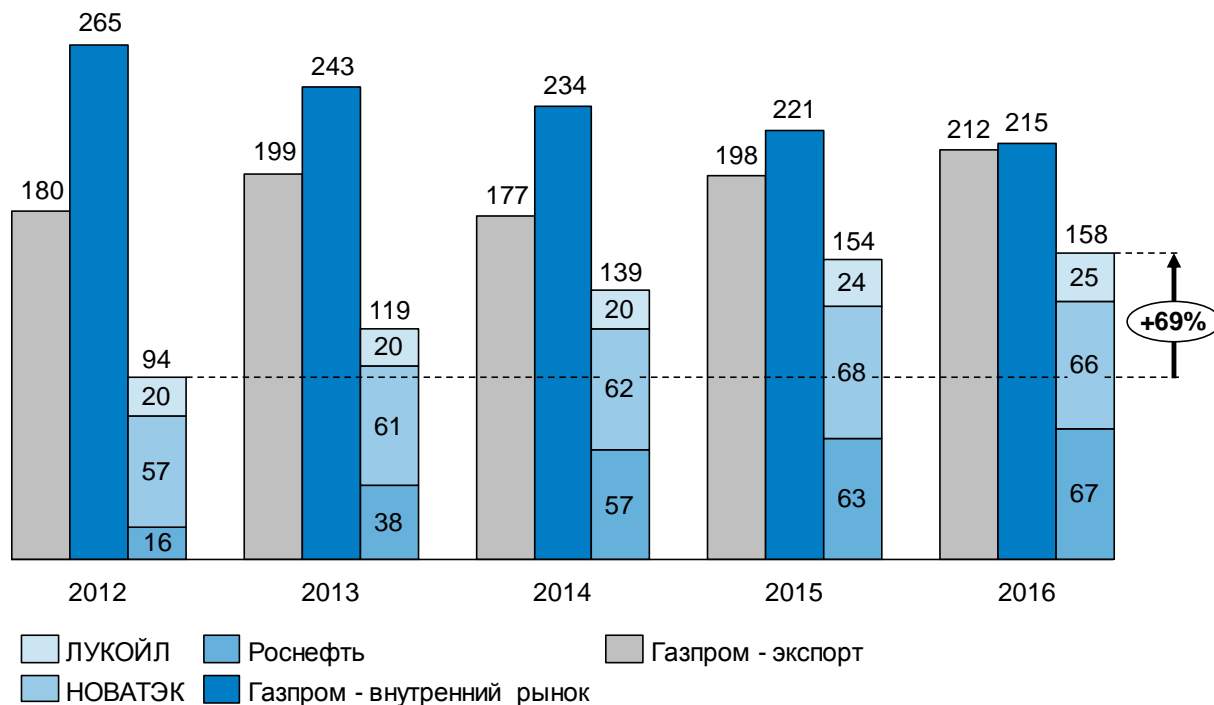


Рисунок 5. Поставки российского газа в разбивке по направлениям и крупнейшим компаниям, млрд куб. м

Источник: составлено автором по: Справочник «Газпром в цифрах 2012–2016» [Электронный ресурс] / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2016. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/f/posts/36/607118/gazprom-in-figures-2012-2016-ru.pdf>. – Загл. с экрана.

Проблемы действующей модели газового рынка начали усугубляться с появлением независимых производителей газа (НПГ). Независимая компания НОВАТЭК, нефтяные вертикально-интегрированные компании Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром нефть, Сургутнефтегаз, а также более 150 мелких независимых организаций постепенно вытесняют газового гиганта с внутреннего рынка (Рисунок 5). Этому способствовали полученные НПГ льготы по НДС и возможность давать скидки к регулируемой оптовой цене газа.

Сегодня НПГ сохраняют курс на значительный прирост добычи, не имея доступа к трубопроводным экспортным мощностям. Одновременно происходит необоснованное увеличение тарифов на транспортировку газа по газотранспортной системе Газпрома, которое за последние 10 лет превышало инфляцию в два раза.

В перспективе при сохранении текущих условий доля Газпрома на внутреннем рынке продолжит снижаться, пока трубопроводный экспорт не будет открыт для

независимых производителей. До сих пор была проведена лишь частичная либерализация экспорта – с принятием соответствующего закона в декабре 2013 г. производители могут поставлять СПГ на внешние рынки с собственных заводов. По нашим оценкам, доля СПГ в общем объеме экспорта составит лишь 12% к 2020 г. и 20% к 2025 г. На данный момент Газпром обеспечивает всю экспортную выручку страны, при этом в структуре доходов от реализации газа самой компании она занимает 74%, по данным за 2016 г.

Центральным для российской газовой модели остается вопрос ценообразования. Теоретически цены устанавливались ФАС (до середины 2015 г. – ФСТ) исходя из механизма «затраты плюс», но по факту регулирование происходило в ручном режиме. После распада СССР оптовые цены искусственно занижались для стимулирования промышленности, а с переходом на либерализацию газового рынка с 2007 г. (см. Постановление Правительства РФ от 28.05.2007 №333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ») начался необоснованный рост оптовых цен превышающими инфляцию темпами для достижения экспортного паритета с европейской ценой. С повышением цен на нефть фактическое значение нетбэка продолжало отдаляться от уровня регулируемых цен. В результате сегодня нет долгосрочного ценового индикатора, что ограничивает принятие инвестиционных решений, а высокие цены в условиях кризиса дестимулируют спрос внутреннего рынка России и стран ЕАЭС в целом.

Стагнация поставок как на внутреннем, так и на внешнем рынках ограничивает российские возможности по добыче газа. Растущие экспортные объемы в последние два года за счет снижения цены не компенсируют падение выручки Газпрома.

Пятый блок вопросов связан с разработкой индикативного прогнозного баланса газа стран – членов ЕАЭС. Первым этапом разработки модели общего рынка стран ЕАЭС является построение индикативного прогнозного баланса газа соответствующих государств. Значимость формирования прогнозного индикативного баланса газа ЕАЭС, по нашему мнению, усиливается следующими факторами:

1. возможность адекватной оценки наполнения бюджетов стран;
2. планирование уровня загрузки мощностей ГТС, что позволяет оптимизировать эффективность использования транспортной инфраструктуры;
3. координация газовой политики ЕАЭС и рост открытости торговых потоков;
4. возможность определить перспективы развития газовых рынков стран, соотнести потенциальные возможности добычи с будущим спросом.

Оценки по приросту добычи газа до 2025 г., сформулированные правительствами стран ЕАЭС, достаточно амбициозны, что обусловлено благоприятными условиями разработки месторождений в среднесрочной перспективе в России и Казахстане. Среднегодовое увеличение производства газа составит 1,5%. Однако, по нашему мнению, такие прогнозы не в полной мере соответствуют реалиям спроса и в определенной степени завышены.

Производство газа в России в 2011-2014 гг. стабильно снижалось в среднем на 1,5% в год из-за ограничений по сбыту на внутреннем и экспортных рынках. Потенциал увеличения добычи газа в стране связан со стабильными темпами прироста разведанных запасов, значительной долей традиционных запасов на суше, экономической эффективностью разработки. Основной ввод новых и освоение действующих месторождений до 2025 г. будут сосредоточены в Западной Сибири, где сегодня добывается порядка 75% российского газа. Для дальнейшего поддержания добычи необходима как разведка более глубоких залежей в регионе, так и разработка молодых газовых провинций, удаленных от основной инфраструктуры, таких как полуостров Ямал, акватория Обской и Тазовской губ и Гыданский полуостров, Восточная Сибирь и Дальний Восток. По прогнозам Министерства энергетики РФ, к 2025 г. добыча газа вырастет на 16% относительно уровня 2015 г. и составит 744 млрд куб. м.

На конец 2015 г. в Казахстане было добыто 45,3 млрд куб. м, последние пять лет среднегодовой рост равнялся 4,2%. Так как 90% добытого газа является попутным и требует дальнейшей комплексной переработки, 30% направляется на закачку в пласт для повышения нефтеотдачи, а еще 15% расходуется на собственные нужды. В связи с этим прогнозная динамика добычи нефти будет существенно влиять на добычу газа в стране. Добыча газа в Казахстане будет расти достаточно агрессивными темпами, на 6,5% в год вплоть до 2020 г., после чего выйдет на полку в 62 млрд куб. м и к 2025 г. снизится до 61 млрд куб. м. Тем не менее, доля выпуска товарного газа продолжит падать из-за наращивания добычи нефти.

В 2010 г. Россия была крупнейшим импортером газа из третьих стран среди партнеров по ЕАЭС, закупки газа из Центральной Азии и Азербайджана составляли 89% валового импорта ЕАЭС. Сегодня они сопряжены со значительным риском в части цены и годовых объемов, поэтому наш прогноз до 2025 г. предполагает постепенное завершение контрактных взаимоотношений с Туркменистаном и Узбекистаном. Ожидания по росту добычи в Казахстане и реализации проектов газификации приведут к незначительному сокращению импортных поставок из Узбекистана. В результате объем импорта газа ЕАЭС снизится с 44 млрд куб. м в 2015 г. до 40 млрд куб. м в 2025 г. за счет сокращения импортных поставок из третьих стран.

Прогнозирование спроса на газ в странах – членах ЕАЭС проводилось на основе предпосылок их экономического развития и реализации общего потенциала энергоэффективности конечных потребителей газа. Российская Федерация не только крупнейший потребитель газа в ЕАЭС, но и основная платформа сбыта собственного газа – спрос внутреннего рынка покрывает 68% добычи. Так как ключевым конечным потребителем в России выступает электроэнергетика (51%), спрос на газ здесь будет определяться исходя из прогнозной динамики ввода теплоэлектростанций на газе. По данным проекта Энергетической стратегии РФ до 2035 г., выработка электроэнергии

на ТЭС с 2015 г. вырастет на 9–12% к 2025 г. Это приведет к повышению спроса на газ в России на 7% до 470 млрд куб. м. в 2025 г.

Беларусь занимает второе место по объемам потребления газа в евразийском пространстве. Тем не менее, возможности по наращиванию внутреннего потребления газа в стране практически исчерпаны. Это связано с крайне высоким уровнем газификации: на данный момент 99% городского населения и 96% городских поселков обеспечены газом. Кроме того, будучи чистым импортером газа, Белоруссия заинтересована в повышении энергоэффективности промышленности. По нашим оценкам, спрос на газ в стране снизится до 16,8 млрд куб. м в 2017 г., после чего вырастет до 18,6 млрд куб. м в 2025 г. По причине отсутствия альтернативных поставщиков Россия будет покрывать 99,8% спроса на газ в Беларуси.

Что касается Армении, сегодня Газпром полностью контролирует направления поставок газа страны: 82% импорта составляет российский газ, поступающий по трубопроводу через Грузию. Дальнейшая динамика потребления газа Арменией во многом будет зависеть от инвестиционной активности России в области газотранспортной инфраструктуры, газификации регионов и от выбранной в рамках ЕАЭС методики ценообразования. В текущих условиях ожидается, что спрос на газ Армении к 2025 г. вырастет на 40% относительно 2015 г. до 3,8 млрд куб. м.

Внутреннее потребление газа в Киргизии, несмотря на крайне низкие объемы (0,3 млрд куб. м в год), имеет предпосылки для роста. В связи с прекращением поставок газа Узбекистаном в южные регионы сразу после приобретения Газпромом ГТС Киргизии в апреле 2014 г., Россия взяла на себя обязательства по снабжению газом соответствующих территорий. Увеличение потребления газа будет полностью обеспечиваться российскими ресурсами. По нашим оценкам, объемы потребления газа Киргизией будут расти соразмерно темпам изменения ВВП и к 2025 г. достигнут 0,44 млрд куб. м.

Подводя итоги анализа потребления газа на территории Евразийского экономического пространства, стоит отметить, что в дальнейшем на Россию придется 81% роста спроса общего рынка, но наиболее динамичный прирост покажут Казахстан, Армения и Киргизия, в результате чего к 2025 г. доля России в общем объеме спроса на газ сократится до 92%.

Единственным экспортером газа в европейском направлении среди стран ЕАЭС является Россия. С 2010 г. динамика поставок Газпрома отличалась высокой волатильностью, находясь в коридоре от 108 до 180 млрд куб. м. 2016 год стал рекордным с точки зрения объемов поставок газа в Европу в свете изменившейся ценовой конъюнктуры мировой энергетики. Текущая и прогнозная динамика цен на нефть позволяют сделать вывод о том, что экспорт российского трубопроводного газа в Европу с 2017 г. будет снижаться в среднем на 2,4% в год, после 2020 г. падение замедлится до 0,1%. За прогнозный период с рынка уйдет 17,3 млрд куб. м.

С 2018 г. потери будут компенсироваться растущим экспортом СПГ и выходом трубопроводного газа в Восточный регион. Основной прирост экспорта российского газа в третьи страны произойдет за горизонтом 2020 г. и к 2025 г. достигнет 304 млрд куб. м. Экспорт газа из Казахстана в страны ЕАЭС останется на стабильной отметке в 11 млрд куб. м в год вплоть до 2025 г. из-за отсутствия дополнительной потребности в основных странах-импортерах в лице России и Киргизии.

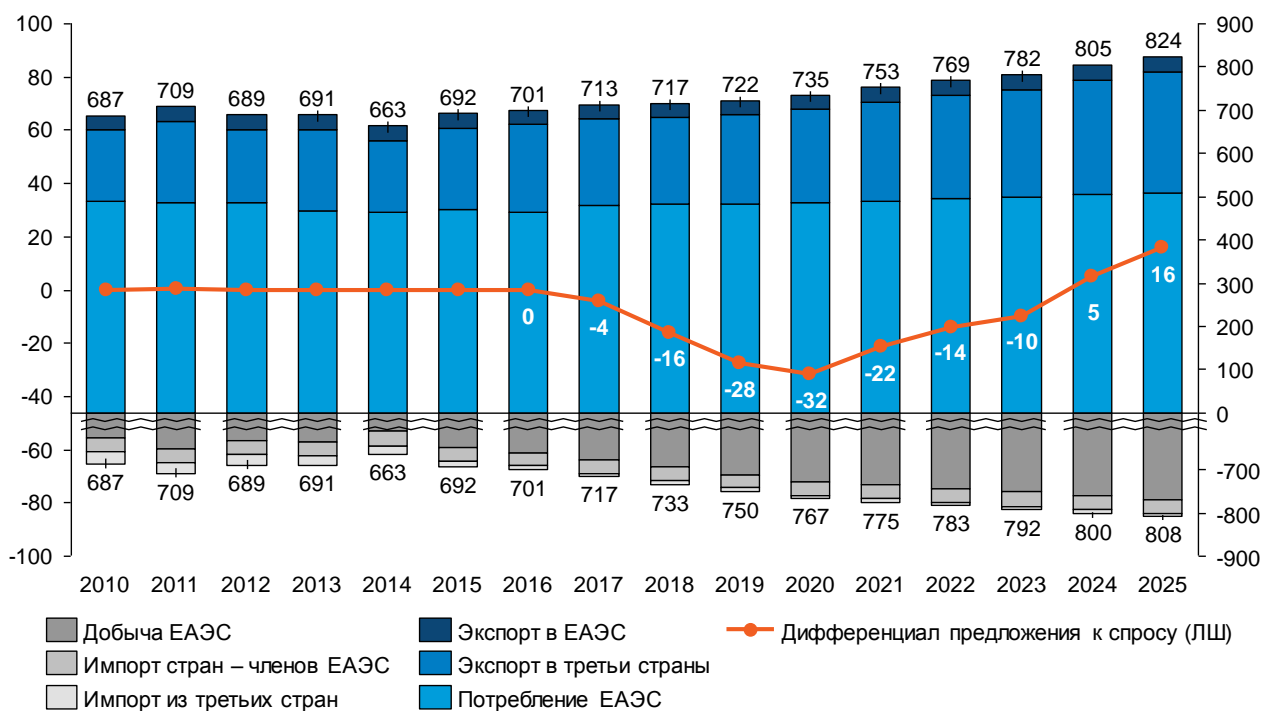


Рисунок 6. Индикативный прогнозный баланс газа стран – членов ЕАЭС

Источник: рассчитано автором по: Презентация Проекта Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года от 25 октября 2015 г. // сайт Министерства энергетики Российской Федерации. – М.: Минэнерго РФ, 2015. – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_d_o_2035_goda.pdf

Говоря о балансе газа ЕАЭС, стоит отметить, что рост спроса внутренних рынков стран – членов сообщества в среднем на 0,8% в год будет существенно ограничивать их целевой уровень добычи, установленный на основе энергетических стратегий государств и прогнозов специализированных компаний и агентств. К 2020 г. 4,2% добычи газа ЕАЭС (32 млрд куб. м) не будет иметь рынка сбыта (Рисунок 6. Индикативный прогнозный баланс газа стран – членов ЕАЭС Рисунок 6). Только ближе к 2025 г. в связи с расширением экспорта в восточном направлении потребуется вовлечение дополнительных производственных мощностей.

Таким образом, до 2025 г. нужно выработать механизмы стимулирования спроса на внутреннем рынке ЕАЭС и обеспечения конкурентоспособности на внешних рынках. Стоит отметить, что возможные регуляторные развилки в части организации

общего газового рынка ЕАЭС могут существенно повлиять на потенциальный объем внутреннего потребления и торговые потоки стран, поэтому необходимо учитывать несколько возможных сценариев дальнейшего развития.

Шестой блок вопросов посвящен формированию регуляторных развилки и сценариев развития общего рынка газа ЕАЭС с обоснованием оптимального; также определены выгоды и потери России от перехода к выбранной модели общего рынка газа. На базе проведенного анализа текущего положения газовых рынков, отношений в газовой сфере партнеров по ЕАЭС и международного опыта формирования межгосударственных газовых рынков были сформулированы регуляторные развилки в отношении ценообразования и развития биржи, регулирования ГТС и системы ПХГ, транспортных тарифов, экспорта. Данные развилки позволили определить три сценария развития общего рынка газа ЕАЭС: инерционный («монополия»), переходный и инновационный («либерализация») (Рисунок 7).

	Инерционный 	Переходный 	Инновационный 
Ценообразование	Сохранение верхней и нижней границы	Отмена нижней границы, экспортный нетбэк	Биржевой индикатив в долгосрочных контрактах
Развитие биржи	Сохранение ограничений для Газпрома	Снятие ограничений	Создание независимого торгового оператора
ГТС и ПХГ	Монополия Газпрома	Юридическое выделение	Полное выделение активов Газпрома
Транспортные тарифы	Регулируются Газпромом	Раскрытие механизмов формирования тарифа	Независимый транспортный оператор
Экспорт	Монополия Газпрома	Экспортные квоты для НПГ	Единый экспортный оператор

Рисунок 7. Ключевые регуляторные развилки по сценариям общего рынка газа ЕАЭС
Источник: составлено автором

Для построения модели рынка газа мы просчитали соответствующие сценарии ценообразования на внутреннем рынке газа России. Данные сценарии позволяют не только оценить интересы и выгоды участников внутреннего рынка, но и транспонировать изменения цен на партнеров по ЕАЭС, которые импортируют российский газ.

Инерционный сценарий предполагает сохранение текущей модели рынка стран – членов ЕАЭС, при этом вышеперечисленные составляющие будут регулироваться национальными государственными органами в отсутствие наднационального регулятора. Реализация данного сценария обеспечит относительно низкую степень интеграции партнеров, объем взаимной торговли газом будет стагнировать и увеличится с 33 млрд куб. м в 2015 г. до 35,4 млрд куб. м к 2025 г. за счет базового роста экономик стран. Основные проблемы данного сценария будут связаны с механизмом ценообразования. Сохранение ручного регулирования цен на газ с их

ежегодной индексацией в пределах инфляции в России будет стимулировать модернизацию основных средств потребителей, поэтому потребление до 2025 г. будет в коридоре 440–470 млрд куб. м.

Без экономически обоснованного механизма ценообразования и системного представления о функционировании общего рынка газа страны – участницы ЕАЭС будут искать взаимовыгодные условия, продолжатся активные споры и переговоры по поводу справедливого уровня цен, что создаст риск сдвига срока реализации смежных инфраструктурных проектов, манипулирования ценами и тарифами в других отраслях для усиления переговорной позиции по поводу цен на газ.

На внутреннем рынке России НПП продолжают вытеснять Газпром за счет возможности предоставления скидки к регулируемой цене. С другой стороны, на независимых производителей газа будут постепенно ложиться обязательства по газификации регионов. В результате эти факторы будут оказывать негативный эффект на выручку всех производителей.

Дальнейшее отсутствие допуска НПП к трубопроводному экспорту будет ограничивать реализацию мощностей по добыче; расширение сбыта независимых производителей будет происходить за счет ценовой конкуренции в премиальных регионах и запуска проекта «Ямал СПГ» (реализация проекта «Дальневосточный СПГ» Роснефти до 2025 г. маловероятна). Как следствие, доходы государства будут расти умеренно, до 2020 г. экспортная ниша будет сужаться, что в основном связано с ожиданиями прохождения пика потребления газа в Европе. Рост бюджетных поступлений, вероятно, произойдет после запуска восточных трубопроводных проектов с 2022 г., но окупаемость инвестиций Газпрома в газотранспортные мощности будет под сомнением с учетом прогнозной ценовой конъюнктуры.

Ценообразование на газ в прочих странах ЕАЭС останется непрозрачным. Параметры формирования контрактных цен в Армении по сделкам с Газпромом не разглашаются. Порядка 40% конечной стоимости формируется за счет транспортного тарифа и прочих сборов на территории Армении, что экономически необоснованно, а выручка от продажи газа фактически передается из одного дочернего предприятия Газпрома («Газпром Армения») в другое («Газпром экспорт»).

По нашим оценкам, цена российского газа на границе России с Беларусью в инерционном сценарии вырастет с 152 долл./тыс. куб. м в 2015 г. до 252 долл./тыс. куб. м к 2025 г., а повышение транспортных расходов в общем росте цены составит 63%. Стоит отметить, что основным фактором снижения цены для Беларуси до 2015 г. было ослабление рубля, из-за которого цена на газ в ЯНАО в долларовом выражении опустилась с 67 до 39 долл./тыс. куб. м. Таким образом, предпосылка дальнейшего укрепления рубля будет одним из важных факторов увеличения долларовой цены на газ. В этом контексте стремление к переходу на рублевые расчеты может положительно отразиться на прогнозных ценах на газ для Беларуси, которые к 2025 г. будут ниже сценария в долларах на 6,5%.

В результате инерционный сценарий приведет к дальнейшей эскалации газовых споров. Формального основания для урегулирования конфликта интересов не появится, так как у участников газового рынка не будет четкого представления о формировании цены на газ ФАС и транспортных тарифов. Оптовые цены на газ в России при среднегодовом росте 3,2% составят 5534 руб./тыс. куб. м в 2025 г. (Рисунок 8). Такой метод установления цены, основанный на концепции «затраты плюс», не будет стимулировать компании к оптимизации производственных издержек, что приведет к потере эффективности добычи.

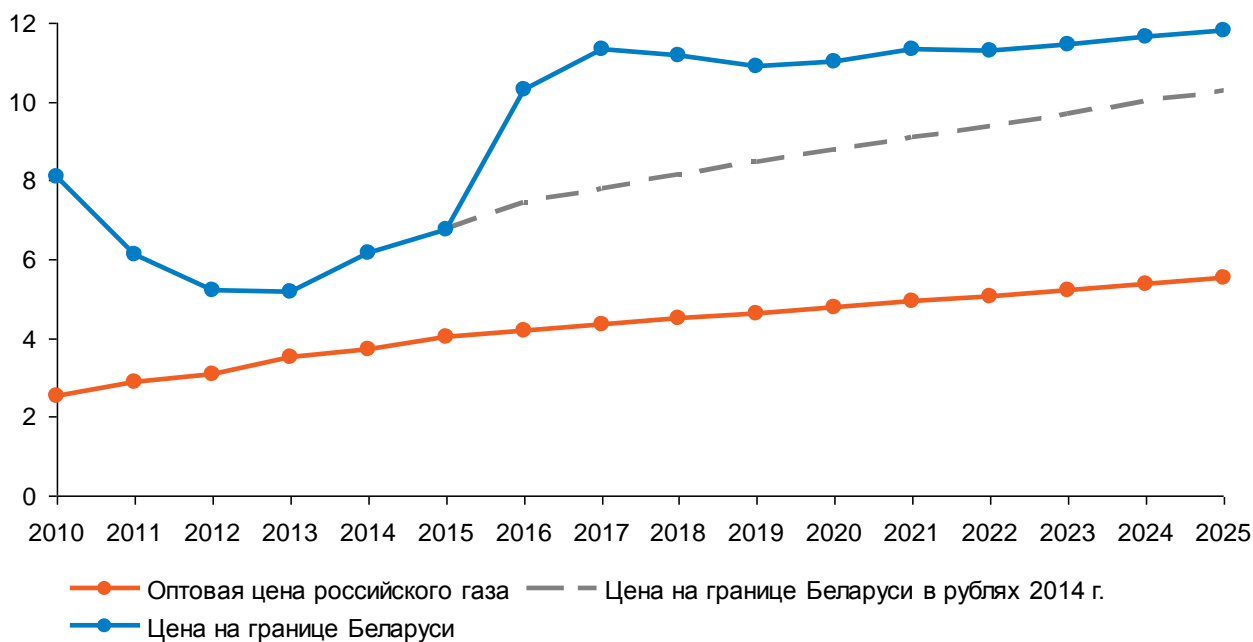


Рисунок 8. Прогноз цен на газ в России и Беларуси в инерционном сценарии, тыс. руб./тыс. куб. м

Источник: рассчитано автором по: World Bank Commodities Price Forecast [Электронный ресурс] // World Bank, 2017. -Режим доступа: <http://pubdocs.worldbank.org/en/926111485188873241/СМО-January-2017-Forecasts.pdf>

Внедрение рыночных механизмов ценообразования в условиях естественной монополии весьма затруднительно. Существует огромная неопределенность в отношении экономической целесообразности выделения активов из монополиста, не исключена вероятность снижения производственной эффективности. Однако в некотором роде процесс либерализации уже был запущен с предоставлением особых условий независимым производителям газа. В условиях растущей конкуренции очевидна необходимость следовать намеченному пути к рыночным механизмам. В этом ракурсе стоит рассмотреть так называемый переходный сценарий, который соответствует последней концепции российского правительства в отношении долгосрочной политики ценообразования.

В переходном сценарии внутренние цены на газ в России будут формироваться согласно принципу достижения равной доходности на внутреннем и экспортном рынках, а стоимость газа для торговых партнеров в ЕАЭС – как оптовая цена

соответствующего российского субъекта плюс транспортные издержки. Равнодоходная цена будет устанавливаться в качестве верхней ценовой границы при ликвидации нижней, что обеспечит справедливую конкуренцию на внутреннем рынке. Оптовые цены на газ для промышленных потребителей в 2016 г. так и не сравнялись с равнодоходной ценой, что связано с ростом курса до 65 руб./долл. Если бы курс сохранился на уровне 2014 г., нетбэк был бы достигнут уже в 2015 г. В результате равнодоходная цена на газ, базой которой служит цена реализации Газпрома в дальнем зарубежье (ДЗ), вырастет на 9% к 2019 г., после чего будет планомерно снижаться до 5191 руб./тыс. куб. м в 2025 г. (Рисунок 9).

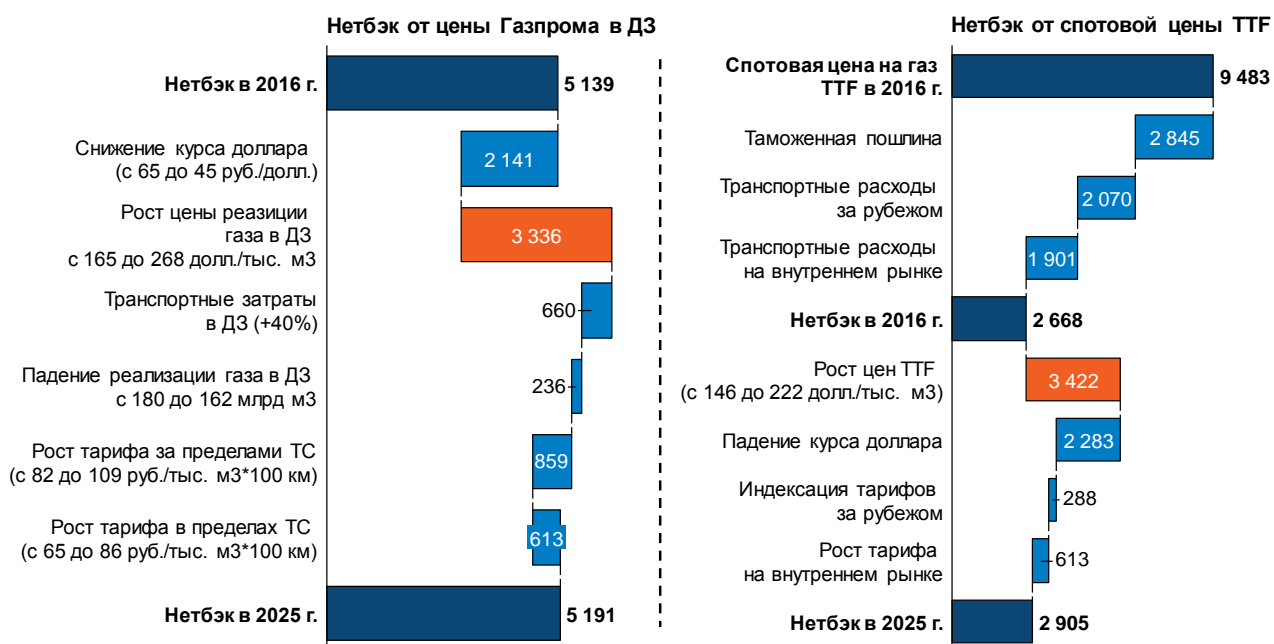
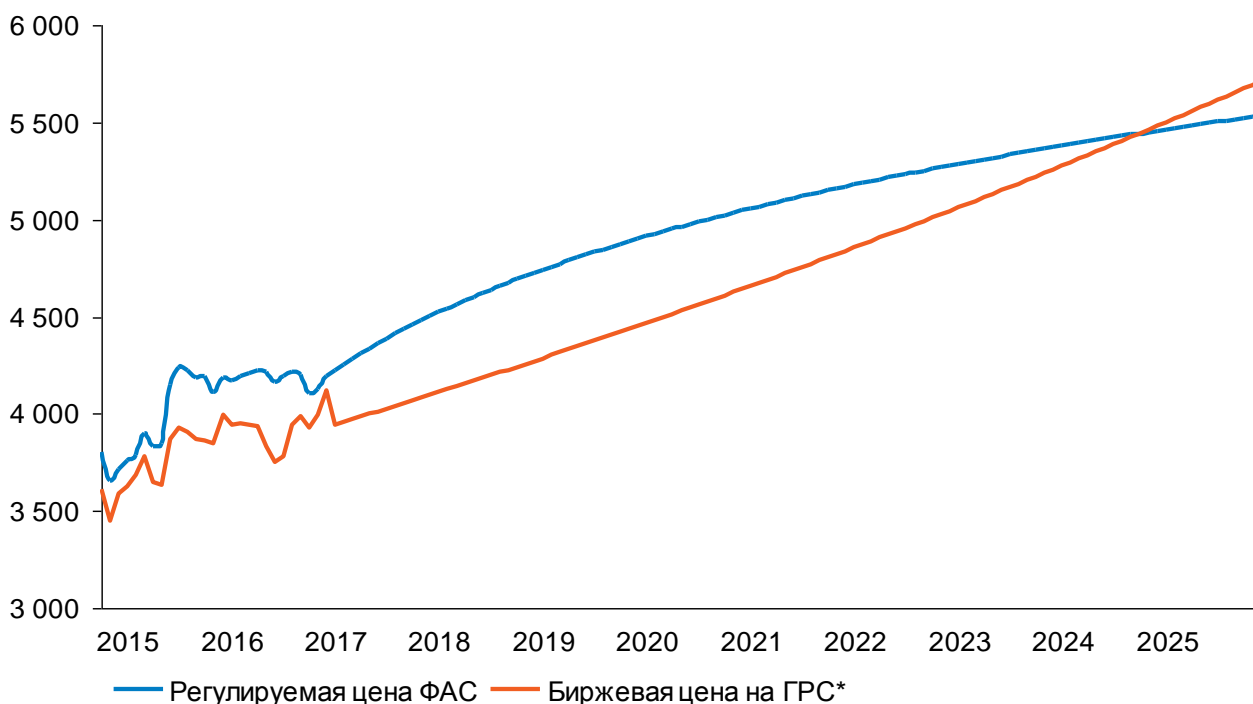


Рисунок 9. Факторы изменения равнодоходной цены газа в 2025 г. относительно 2016 г. Источник: рассчитано автором по: Приказ ФСТ России от 09.07.2014 N 1142-э (ред. от 24.03.2015) "Об утверждении Положения об определении формулы цены газа" (Зарегистрировано в Минюсте России 21.07.2014 N 33164). [Электронный ресурс] / - М.: Консультант Плюс, 2014. –Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_166007/

Согласно нашему прогнозу, нетбэк от цены Газпрома в дальнем зарубежье сравнивается с регулируемой ценой после 2023 г. Данный подход к установлению потолка цен на отметке экспортного нетбэка к цене Газпрома в Европе не позволит избежать искусственного завышения цен ввиду несопоставимости рынков. Экономически обоснованные цены для европейских потребителей, выраженные в иностранной валюте, могут отличаться от справедливого уровня цен на внутреннем рынке, особенно после произошедшей девальвации российского рубля. Кроме того, корзина цен Газпрома завышена по ряду стран, в то время как динамика европейских спотовых цен определяется факторами спроса и предложения на внутреннем рынке ЕС, ввиду чего существует риск получения неправильных ценовых сигналов как для внутреннего рынка России, так и для стран ЕАЭС.

В апреле 2016 г. ФАС выступила с предложением провести либерализацию цен на газ с 2018 г. при индексировании текущих регулируемых тарифов в 2017 г. на 4%. В таком случае при переходе к нетбэку от цены реализации Газпрома в Европе в последующие два года внутренние цены на газ должны будут ежегодно повышаться на 10%, в случае привязки цены к спотовым ценам на газ ТТФ (торговая площадка в Нидерландах) тариф на газ должен будет ежегодно снижаться на 6%. Получается, что в кризисных условиях оба варианта выхода на паритет слишком агрессивны для российских потребителей и стран ЕАЭС даже с учетом отмены нижней границы цен.

Инновационный сценарий предполагает полноценную либерализацию газового рынка стран – членов ЕАЭС. Он подразумевает запуск рыночных механизмов тарифообразования и ценообразования путем создания и развития площадок биржевой оптовой торговли газом, чтобы в дальнейшем привязать биржевую цену к долгосрочным контрактам на внутреннем рынке.



* газораспределительная станция, регулируемая цена составлена по соответствующим базисным пунктам

Рисунок 10. Факт и прогноз регулируемых и биржевых цен на газ до 2025 г., тыс. руб./тыс. куб. м

Источник: рассчитано автором по: Справка об экономических показателях приобретения покупателями газа на АО "СПбМТСБ" по биржевым договорам 23.12.2016 [Электронный ресурс] / Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа. –П.: СПбМТСБ, 2016. -Режим доступа: <http://spimex.com/upload/iblock/1df/1df9810351bb7384edad703031402584.pdf>

Так как биржевая цена отражает спрос и предложение газа в рамках торговой площадки, переизбыток производственных мощностей будет ограничивать ее

значение, которое будет ниже регулируемой цены в среднем на 9% в период 2017–2020 гг. Расширение поставок газа в восточном направлении будет постепенно снижать уровень дифференциала, в конце 2024 г. средние цены на соответствующих газораспределительных станциях (ГРС) сравняются и к моменту запуска общего рынка газа превысят регулируемые цены, сдерживаемые инфляцией, на 2% (Рисунок 10).

Переход на такой механизм ценообразования целесообразен при достижении достаточного объема торгов – как минимум 10% добычи, или порядка 70 млрд куб. м., в связи с чем данный сценарий несет в себе риски для действующих субъектов рынка, от которых потребуются быстрая адаптация к новым условиям. С другой стороны, основным эффектом использования биржевого ценового индекса будет оперативная реакция цен на сигналы внутреннего рынка: при сокращении потребления газа цены будут сокращаться, тем самым стимулируя потребительский спрос, и наоборот. Рынок станет более сбалансированным.

Выбор сценария развития общего рынка газа ЕАЭС будет зависеть от характера оптимизационной задачи, которую должны формулировать государства. Если основной целью будет краткосрочное наполнение бюджета для сглаживания последствий преодоления кризиса в России, оптимальным станет переходный сценарий – при условии формирования равнодоходной цены от стоимости реализации газа Газпромом в ДЗ (Рисунок 11).

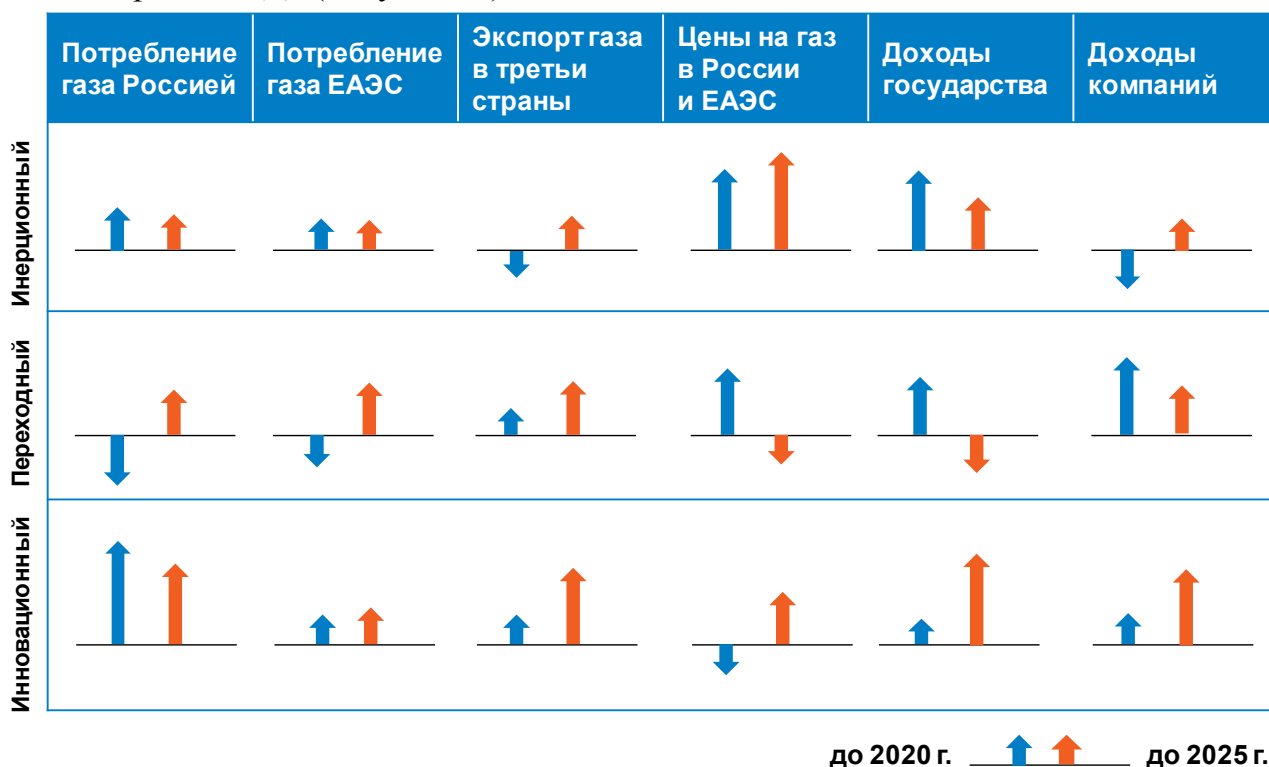


Рисунок 11. Влияние сценариев на ключевые показатели развития общего рынка газа ЕАЭС

Источник: составлено автором

Однако в среднесрочной перспективе рост цен для ослабевших экономик стран-членов выразится в повышении энергосбережения и уменьшении

промышленной активности, что дестимулирует потенциальный спрос на российский газ в таможенной зоне. Кроме того, такой механизм может порождать ценовые конфликты, так как его прозрачность может быть легко оспорена торговыми партнерами в судебном порядке. К примеру, подобный вариант развития событий возможен, если считать нетбэк от цены российского газа на границе Германии, для которой стоимость российского газа искусственно занижена и не соответствует нетбэку от средней по Европе цены. Зависимость от валютного курса, несмотря на постепенное снижение стоимости газа в связи с укреплением рубля, будет усиливать неопределенность и тормозить принятие долгосрочных инвестиционных решений участниками газового рынка, повысится ценовая волатильность годовых временных рядов. За счет отмены нижней границы цены Газпром получит возможность конкурировать с НПП, компенсируя демпинговый уровень цен в некоторых регионах экспортными доходами, в результате чего монопольное положение компании будет укрепляться, вырастет ценовое неравенство регионов. Отсутствие прямых экспортных контрактов независимых производителей по трубопроводному экспорту будет ограничивать потенциальную доходность поставок газа.

Сохранение текущей газовой модели, в частности при продолжении ручного регулирования цен в пределах инфляции, не будет отражать потребности рынка, хотя и будет покрывать себестоимость добычи компаний. На российском внутреннем рынке будет усиливаться региональная монополизация с дальнейшим вытеснением Газпрома НПП с премиальных рынков из-за наличия регулируемой нижней границы цены для Газпрома. В условиях кризиса экономически необоснованный рост цен на газ приведет к тому, что спрос на него будет стагнировать в пределах показателей последних 10 лет. Потенциально в таком сценарии заинтересовано государство, так как он будет обеспечивать стабильный минимальный объем бюджетных доходов и рентабельности компаний. При этом, вероятно, интеграционные процессы Евразийского союза замедлятся, сохранится фрагментарность рынков.

Инновационная модель, по нашему мнению, призвана оптимизировать доходы и эффективность всех участников рынка в долгосрочной перспективе. Доведение регулируемых цен ФАС до биржевого уровня, вовлечение все большего числа участников внутреннего рынка в торги, запуск пилотных проектов торговли со странами ЕАЭС по новым базисам поставки позволят в 2018–2019 гг. начать использовать биржевую цену как индикатив цены долгосрочных контрактов.

Снижение общего потолка цен будет отвечать текущей экономической ситуации в странах, стимулируя потребительский спрос. Потенциально сгладятся конфликтные ситуации между торговыми партнерами за счет повышения прозрачности формирования цены и транспортных тарифов. Наиболее чувствительным вопросом в данном сценарии остаются последствия и сроки проведения выделения газотранспортной части Газпрома и создания отдельных независимых операторов или единого транспортного монополиста. Это может

многократно увеличить размер транспортного тарифа, так как обслуживание ГТС позиционируется самим Газпромом как убыточное, а часть издержек покрывается благодаря экспортной деятельности.

Вероятные сроки разделения будут определяться моментом выхода России из экономического кризиса, но имплементация данного решения произойдет только при наличии соответствующего поручения Президента РФ. Вместе с тем существует перспектива роста экспортных объемов газа в европейском направлении, так как потребители неоднократно заявляли о более охотном сотрудничестве с независимыми производителями, а при условии возникновения конкуренции с Газпромом за внешние рынки увеличится гибкость условий заключаемых контрактов.

По нашему мнению, обеспечение прозрачности формирования транспортного тарифа приведет к выравниванию региональных ценовых диспаритетов, и рынок станет конкурентным при условии того, что практически одновременно с изменением структуры собственности ГТС будет либерализован трубопроводный экспорт.

Для России экономический эффект от газовой интеграции представляется не столь однозначным. Вследствие обнуления таможенной пошлины для стран Зоны свободной торговли российский бюджет ежегодно недополучает порядка 73 млрд руб. Таким образом, размер трансферта странам ЕАЭС в 2015 г. составил около 10% от всех таможенных выплат. Однако при проведении факторного анализа очевидно, что потери такого масштаба гораздо менее значимы в сравнении с изменением макроэкономических факторов. По нашим оценкам, за счет эффекта девальвации рубля таможенные поступления в 2015 г. выросли на 59% и компенсировали падение цен на газ. К тому же, такие экономические потери со стороны государства могут рассматриваться как «плата за дружбу» в рамках укрепления интеграционных связей стран – членов ЕАЭС.

С другой стороны, стоит учитывать и некоторые положительные эффекты от либерализации цен на газ. Так, снижение среднего уровня оптовых цен на газ будет стимулировать внутренний спрос и расширять экспортную нишу за счет повышения конкурентоспособности российского газа в среднесрочной перспективе, в связи с чем уменьшение доходов бюджета от налога на прибыль будет в определенной степени компенсироваться ростом поступлений от НДС при соответствующем увеличении объемов добычи. Кроме того, создание общего рынка ЕАЭС должно не только минимизировать финансовые потери России, но также служить неким «буфером» для сглаживания энергетических конфликтов.

III. ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ

Статьи в рецензируемых журналах ВАК:

1. Колбикова Е.С. Тенденции мирового спроса на газ в контексте меняющихся рыночных условий и механизмов. // Вызовы и тенденции российской экспортной политики в условиях меняющегося баланса мирового спроса на газ. Горный информационно-аналитический бюллетень. №11, 2015. – 0,34 п.л.

2. Колбикова Е.С., Белова М.А. Как решить «проблему-2020». // Аналитический журнал «Нефть России». №5-6, 2015 – 0,59 п.л.

3. Колбикова Е. С., Андропова И. В. Концепция развития российской газовой отрасли на внешнем и внутреннем рынках. // Вестник Российского университета дружбы народов, серия «Экономика», №4, 2016 – 0,52 п.л.

4. Колбикова Е.С. Потенциал развития рынков газа стран-членов ЕАЭС с учетом формирования индикативного прогнозного баланса газа. // Журнал «Научное Обозрение», №1, 2017 – 0,49 п.л.

Научные публикации в иных научных изданиях:

5. Колбикова Е.С., Колбиков С.В., Шолудько А.Н. Оценка рисков принятия инвестиционных решений в условиях низких цен на нефть. // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. 2014 – 0,69 п.л.

6. Колбикова Е.С. Роль геополитических и природно-климатических факторов в ценообразовании на мировом рынке нефти. // Актуальные проблемы глобальной экономики. Российский университет дружбы народов, М. 2014 – 0,33 п.л.

7. Колбикова Е.С. Влияние развития СПГ-индустрии на конъюнктуру мирового рынка газа. // Мировая экономика в XXI веке: глобальные вызовы и перспективы развития. Институт мировой экономики и бизнеса и кафедры международных экономических отношений. 2015 – 0,34 п.л.

8. Колбикова Е.С. Нетрадиционный газ США: новый баланс сил на мировом рынке газа. // Актуальные проблемы глобальной экономики. Российский университет дружбы народов, 2015 – 0,32 п.л.

9. Колбикова Е.С. Вызовы и возможности для России при формировании общего рынка газа ЕАЭС. // Актуальные проблемы глобальной экономики. Российский университет дружбы народов, 2016 – 0,34 п.л.

10. Колбикова Е.С., Белова М.А., Былкин А.К. «Конец нефтяной эпохи? Не так быстро...». // Журнал «Oil and Gas Journal», 2016 – 0,47 п.л.

11. Колбикова Е.С., Белова М.А. Дешевая нефть как угроза автомобилям. // Журнал «Нефть России», 2016 - 0,57 п.л.

12. Колбикова Е.С., Белова М.А. Итоги первого года. Текущая и будущая конкурентоспособность американского СПГ. // Корпоративный журнал ПАО «Газпром», 2017 – 0,37 п.л.

13. Колбикова Е.С., Белова М.А. Американская угроза: производители газа из США устремились на рынки «Газпрома». // Журнал «Forbes», 2017 – 0,22 п.л.

Колбикова Екатерина Сергеевна

(Российская Федерация)

РАЗВИТИЕ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО СЕКТОРА В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС

В диссертационном исследовании разработаны индикативный баланс газа и сценарии формирования общего рынка газа ЕАЭС. На их основе построена ценовая модель, позволяющая максимизировать экономические интересы России.

На основе детального анализа трансформации мирового газового баланса, механизмов ценообразования, а также оценки экспортной контрактной базы Газпрома и экономики новых газотранспортных проектов определены ключевые риски для российской стратегии на внешних рынках газа.

Выявлены организация и направления развития рынков газа стран-членов ЕАЭС. Особое внимание в настоящем исследовании уделено проблемам модели российского рынка газа и роли формирования общего рынка газа ЕАЭС для России.

В качестве рекомендаций в исследовании предложен оптимальный вариант развития российского рынка газа в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС за счет определения вероятных сценариев и экономических выгод от их реализации при организации Союза.

Kolbikova Ekaterina Sergeevna

(Russian Federation)

EVOLUTION OF RUSSIAN NATURAL GAS SECTOR WITHIN THE ESTABLISHING OF EAEU COMMON GAS MARKET

Under the PhD thesis research the author developed scenarios and indicative gas balance of Eurasian Economic Union (EAEU) common gas market establishing. On its basis the pricing model has been constructed, providing the option to maximize Russia's economic interests.

The major risks for the Russian gas export strategy have been defined by means of comprehensive analysis within the global gas balance, pricing mechanisms, as well as evaluation of Gazprom export contracts portfolio and economics of new transportation projects.

The organization and directions for the EAEU gas market development had been defined. The special focus was made on the Russian gas market model issues and the subsequent role of EAEU common gas market.

The recommendations in the thesis research suggest an optimal scenario for the Russian gas market development within the establishment of EAEU common gas market by defining and assessing economic benefits for possible scenarios.