

И.В. Андропова, Е.С. Колбикова

# ОБЩИЙ РЫНОК ГАЗА ЕАЭС: ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ И ИНТЕРЕСЫ РОССИИ



Москва

Российский университет дружбы народов

2018

И.В. Андропова, Е.С. Колбикова

# **ОБЩИЙ РЫНОК ГАЗА ЕАЭС: ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ И ИНТЕРЕСЫ РОССИИ**

Москва

Российский университет дружбы народов

2018

УДК 339.5:339.9(035.3)  
ББК 65.304.13+66.2  
А66

Утверждено  
РИС Ученого совета  
Российского университета  
дружбы народов

### Рецензенты:

заведующий кафедрой Международных экономических отношений  
Российского университета дружбы народов  
доктор экономических наук, профессор *Н.П. Гусаков*;

заведующая кафедрой Экономической политики и государственного –  
частного партнёрства Московского Государственного Института –  
Университета) Международных Отношений  
кандидат экономических наук, доцент *Е.Б. Завьялова*

### Андропова, И. В.

**А66**      Общий рынок газа ЕАЭС : подходы к формирова-  
нию и интересы России : монография / И. В. Андропова,  
Е. С. Колбикова. - Москва : РУДН, 2018. – 248 с. : ил.

ISBN 978-5-209-08479-2

Монография посвящена одному из самых актуальных и важных вопро-  
сов в развитии евразийских интеграционных процессов – созданию общего  
рынка газа ЕАЭС. Решение о его создании принято, однако понимания, на  
каких условиях он будет создан нет. Авторы монографии попытались найти  
ответ на данный вопрос, причем так, чтобы снизить градус напряжения и  
противоречий между странами – членами ЕАЭС, с одной стороны и, чтобы  
он максимально учитывал интересы России, как главного производителя и  
экспортёра газа, с другой. Монография будет интересна и полезна как спе-  
циалистам в области развития интеграционных процессов и топливно-  
энергетического комплекса, так и широкому кругу читателей.

УДК 339.5:339.9(035.3)  
ББК 65.304.13+66.2

ISBN 978-5-209-08479-2

© Андропова И.В., Колбикова Е.С., 2018  
© Российский университет дружбы народов, 2018

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>Глава 1. ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКОВ ГАЗА</b> .....	7
1.1. Организация общих рынков и целевых рыночных моделей газа.....	15
1.2. Основные подходы к механизмам ценообразования газа в разрезе ключевых регионов.....	29
1.3. Развитие региональных газовых рынков.....	43
<b>Глава 2. СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ РЫНКОВ ГАЗА СТРАН – ЧЛЕНОВ ЕАЭС</b> .....	82
2.1. Текущее состояние и вызовы российской газовой отрасли на внутреннем и внешнем рынках.....	83
2.1.1. <i>Позиция России на внешних рынках газа</i> .....	83
2.1.2. <i>Тенденции потребления газа на внутреннем рынке и особенности развития российской газовой модели</i> .....	101
2.2. Анализ развития рынков и отношений в газовой сфере стран – членов ЕАЭС.....	116
<b>Глава 3. МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОГО РЫНКА ГАЗА В РАМКАХ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС</b> .....	129
3.1. Угрозы внешнеэкономической безопасности России в условиях функционирования ЕАЭС.....	130
3.2. Подходы к разработке модели российского рынка газа в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС.....	146
3.3. Сценарии развития российского рынка газа в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС.....	156
3.4. Экономические эффекты для России и Беларуси как тест на жизнеспособность ОГР ЕАЭС.....	197
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	218
<b>ЛИТЕРАТУРА</b> .....	225
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b> .....	241

# ВВЕДЕНИЕ

---

При наличии утвержденного правительствами ЕАЭС договора и концепции формирования общего рынка газа (ОРГ) к 2025 г., до сих пор отсутствует системное представление о механизмах его формирования, в частности, в вопросе ценообразования на газ. Основываясь на обсуждаемых сегодня подходах к установлению цен на газ в рамках либерализации рынка РФ, в монографии проводится оценка экономической целесообразности таких вариантов для России и Беларуси.

Создание общего рынка газа ЕАЭС имеет стратегическое значение как для России, так и для её партнёров по интеграционному объединению с точки зрения укрепления экономических и геополитических позиций на внешних рынках газа, поддержания стабильности газовых потоков на постсоветском пространстве, обеспечения развития 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 в части сохранения текущих позиций и выхода на новые экспортные рынки. В результате происходящих процессов глобализации на региональных газовых рынках как следствие развития СПГ индустрии, позволяющей осуществлять экономически обоснованные поставки газа на большие расстояния, начала усиливаться конкуренция за ключевых потребителей. Более того, успешная отработка технологий добычи и потребления природного газа приводит к растущим дисбалансам спроса и предложения в пользу последнего. В результате

происходит усиление конкуренции за традиционные и перспективные для России рынки сбыта.

Кроме того, 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 конкуренции «газ-газ»<sup>1</sup> в Европе несет риск неопределенности формирования будущих цен и отсутствие 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 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

---

<sup>1</sup> Цена определяется на основе баланса спроса и предложения (конкуренция различных поставок газа).

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 – членами НАФТА<sup>1</sup>, 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 нереализованный потенциал по добыче природного газа. Американский опыт в отношении избытка производственных мощностей в наибольшей степени соответствует российской специфике – 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 усилить интеграционные процессы партнеров по ЕАЭС и минимизировать конфликтные ситуации в отношении газа. Выбор модели развития общего рынка газа ЕАЭС должен зависеть от характера оптимизационной задачи, которая будет ставиться государствами в долгосрочной перспективе.

---

<sup>1</sup> НАФТА – Североамериканское соглашение о свободной торговле между США, Канадой и Мексикой.

## Глава 1

# ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКОВ ГАЗА

---

В последнее время многие зарубежные газовые рынки претерпевают существенные изменения в части организации цепочки их функционирования (от разведки до сбыта), способствуя не только активизации глобализационных процессов, но и региональной интеграции.

Так как природный газ вошел в структуру мировой экономики только во второй половине XX в., его роль была недооценена в связи с технологическими и экономическими ограничениями по транспортировке на дальние расстояния. В XIX в. снабжение газом происходило преимущественно в целях освещения только вблизи газовых промыслов.

С развитием промышленности начал обеспечиваться устойчивый и высокий спрос на данное сырье в рамках крупных городов, что способствовало оптимизации издержек с точки зрения логистики и эффекта масштаба, росли инвестиции в газопроводы. Стабильность денежных поступлений гарантировалась за счет реализации франшиз газовым компаниям, которые занимались исключительно обслуживанием территории, прописанной в договоре. Торговые отношения выстраивались на базе долгосрочных контрактов сроком на 20-40 лет, а контрактная цена обеспечивала минимальную доходность добычи и транспортировки на соответствующей территории, т.е. формировалась исходя из локального уровня издержек по добыче и транспортировке.



С середины XX в. экономическая значимость природного газа начала усиливаться, что связано с несколькими факторами.

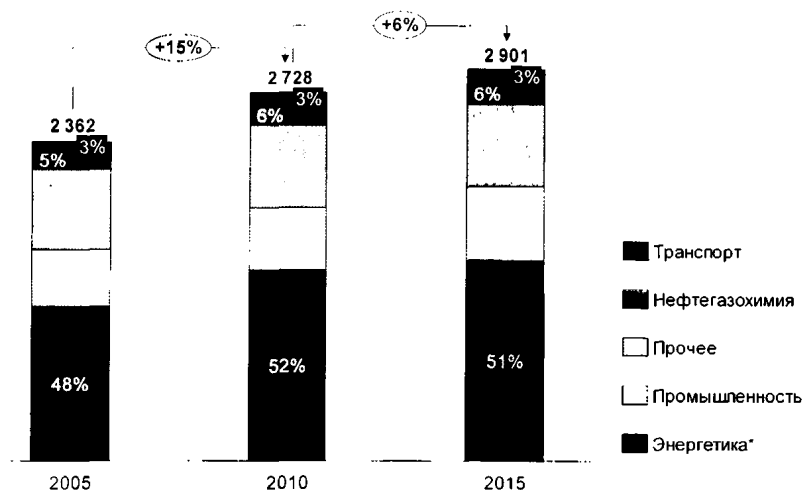
Во-первых, с развитием технологий использования газа в котельных и ТЭС основным драйвером роста спроса на газ стала энергетика, определившая более половины конечного потребления газа в 2015 г. (рис. 1). Из этого сегмента порядка 20% уходит на обеспечение собственных нужд газовых промыслов, остальная часть сжигается на тепло- и электростанциях. Однако, если ранее энергетика обеспечивала почти 80% роста мирового спроса на газ, то с 2010 г. всего 35%. Общее замедление среднегодовых темпов роста мирового потребления было связано с усилением межтопливной конкуренции в импортоориентированных странах (особенно в Азиатском регионе), где дорогой ввозимый газ проигрывал по цене углю и субсидируемым государствами возобновляемым источникам энергии (ВИЭ).

Во-вторых, в силу регионального функционирования и высокой изолированности основных газовых рынков – Северной Америки, Европы и Азии исторически сформировалась практика применения многообразных механизмов определения цены. В отличие от нефти, цена на которую формируется по законам мирового рынка с высоким политическим подтекстом, на сегодняшний день не сложилось единого механизма формирования мировых цен на газ.

Тем не менее ряд событий, происходивших в последние 50 лет, создали условия для глобализации рынка и унификации подходов ценообразования между регионами. В первую очередь это масштабная реализация проектов по сжижению природного газа (СПГ), которая отличается мобильностью и гибкостью поставок даже на дальние расстояния.

Помимо этого растет торговля природным газом на спотовой основе, где цена устанавливается на основе конкуренции «газ-газ» на торговых хабах. В Европе происходит постепенный отказ от механизма долгосрочных контрактов

с привязкой к ценам на сырую нефть и нефтепродукты. С появлением на рынке принципиально новых игроков, в первую очередь США и Великобритании, которым удалось полностью либерализовать внутренний рынок газа, принципы ценообразования в других регионах будут также подвергаться изменениям.



**Рис. 1. Структура спроса на газ по секторам конечного потребления, млрд куб. м**

\* котельные, ТЭЦ, собственные нужды месторождения

Источник: составлено авторами по: World energy balances 2006-2016 / International Energy Agency // site of IEA. – Paris: International Energy Agency, 2016. URL: <http://data.iea.org/payment/products/103-world-energy-statistics-and-balances-2016-edition.aspx>

Сегодня происходит постепенный вывод традиционных нефтяных месторождений из эксплуатации на фоне быстро растущего спроса на энергоресурсы, повышается значение

природного газа не только как источника энергии, но и как сырья для производства химических продуктов и вторичных энергоносителей, в том числе для транспорта (газомоторное топливо). По объемам запасов, экономичности добычи и высокой экологичности (при сжигании он дает меньше выбросов по сравнению с другими массовыми энергоносителями -- углем и мазутом) газ является наиболее перспективным углеводородным ресурсом, способным закрывать текущие потребности в спросе на 55 лет (исходя из доказанных и коммерчески извлекаемых запасов)<sup>1</sup> и 220 лет (исходя из объема извлекаемых газовых ресурсов)<sup>2</sup>.

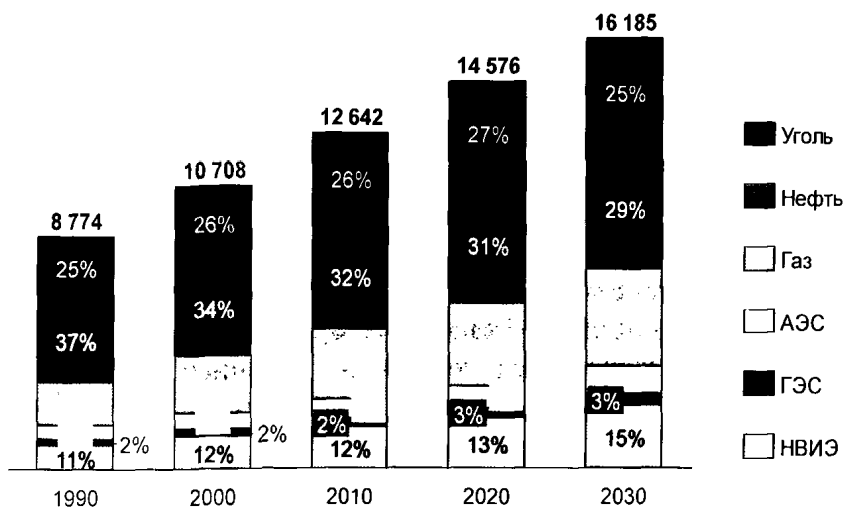
Согласно прогнозам Международного энергетического агентства, доля природного газа в балансе первичной энергии будет продолжать неизменно расти наряду с падением доли нефти и к 2030 г. достигнет 23%, продолжив играть роль одного из наиболее конкурентоспособных энергоносителей (рис. 2).

Именно поэтому XXI в. называют началом эры газа, по аналогии с эрой угля, которая была в XIX в. и эрой нефти XX в. С учетом глобальных трендов развития неископаемого топлива, в частности масштабное замещение углеводородов альтернативными энергоресурсами и ВИЭ, а также снижение энергоемкости, газ может сыграть роль транзитного топлива, т.е. будет служить неким мостом при переходе стран к полной или частичной декарбонизации.

---

<sup>1</sup> Statistical Review of World Energy / BP p.l.c // site of «BP.com». - London: BP.com, 2016. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-workbook.xlsx>. Зарг. с экрана.

<sup>2</sup> Statistics Publication «Natural gas information» / International Energy Agency // site of «iea.org». - URL: [http://www.iea.org/bookshop/726-Natural\\_Gas\\_Information\\_2016](http://www.iea.org/bookshop/726-Natural_Gas_Information_2016). Зарг. с экрана.



**Рис. 2. Прогноз баланса первичного потребления энергии до 2030 г., млн т.н.э.**

Источник: составлено авторами по: World Energy Outlook 2016 / International Energy Agency // site of IEA. – Paris: International Energy Agency, 2014. – URL: [http://www.iea.org/bookshop/720-World\\_Energy\\_Outlook\\_2016](http://www.iea.org/bookshop/720-World_Energy_Outlook_2016)

Смогут ли региональные газовые рынки под воздействием процессов глобализации трансформироваться в мировой рынок, зависит от ряда факторов:

1. Динамика увеличения доли СИГ в мировой торговле.
2. Развитие рынков спотовых и форвардных сделок.
3. Снижение роли государственного регулирования в отрасли.
5. Скорость либерализации газовой отрасли как в развитых (ЕС, Япония), так и в развивающихся странах (Китай, Индия, Ближний Восток).

Так как исторически потребление природного газа происходило в системе замкнутых региональных рынков, данный ресурс имеет несколько принципиальных особенностей,

несмотря на схожую траекторию развития газового рынка с нефтяным.

- Во-первых, высокая капиталоемкость и длительность инвестиций в газотранспортную инфраструктуру, риски окупаемости при разработке месторождений, сложная цепочка поставок до конечного потребителя определили высокую потребность в заемном финансировании и снижении рисков по проекту. В связи с этим для получения гарантии возврата инвестиций на вложенный капитал широкое распространение получила практика заключения долгосрочных контрактов сроком на 20-25 лет.

- Во-вторых, газовая производственно-сбытовая цепочка является более жесткой по сравнению с нефтяной: газ очень дорог в хранении и технологически сложен в транспортировке, поэтому центральным звеном в ней является мидстрим. Так, для поддержания высокого давления в трубопроводе в среднем каждые 200 км устанавливается компрессорная станция, не говоря уже о прохождении газа через несколько систем очистки, осушки, охлаждения и одорирования (придание газу характерного запаха для избежания утечек)<sup>1</sup>.

Таким образом, высокий риск окупаемости инвестиций, а также неопределенность и макроэкономической ситуации зачастую способствуют монополизации рынка. В первую очередь естественная монополия необходима в газотранспортной сфере, в связи с чем возникает потребность в вертикальной интеграции и усилении государственного участия в капитале предприятия.

Газовому бизнесу также свойственна повышенная неопределенность внешней среды, которая зависит от энерге-

---

<sup>1</sup> *Еремин С.В.* Мировые газовые рынки в условиях глобализации: проблемы и перспективы адаптации механизмов ценообразования / под ред. члена-корреспондента РАН Е.А. Телегиной. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. - 130 с.

тического баланса на региональных рынках и динамики мировых цен на газ. Газовые активы в свою очередь обладают высокой специфичностью, т.е. им трудно найти альтернативу. Специфичные активы побуждают контрагентов по сделкам купли-продажи нарушать достигнутые соглашения, что повышает привлекательность использования долгосрочных контрактов, где за невыполнение его условий (по обеспечению или по выборке газа) применяются жесткие штрафные санкции. Данный принцип реализуется путем установления в контракте условия «бери или плати», при котором потребитель обязуется отбирать не менее установленной доли газа от договорных объемов, а производитель обязуется осуществлять стабильные поставки в пределах той же доли. В случае нарушения условий договора стороной выплачивается стоимость неотобранного или недоставленного газа.

При возникновении геополитических конфликтов производитель может в одностороннем порядке приостановить поставки, в то время как потребитель – добиваться скидок по цене газа или другим условиям в результате наличия сильной переговорной позиции по другим энергетическим проектам. Такие условия требуют имплементации защитных механизмов производителей и потребителей, которые находят свое отражение в жестких формах долгосрочных контрактов и высоком регулировании отрасли на уровне правительства. Это также связано с высокой социальной и стратегической значимостью газовой сферы, которая играет не только немаловажную роль в доходах бюджета, но и в обеспечении нужд населения.

Отметим, что газовый бизнес должен не только обеспечивать потенциальную доходность основной деятельности производителя, но также отвечать на ряд государственных задач, среди которых можно выделить следующие:

1. Повышение конкурентоспособности экономики.
2. Стабильный рост бюджетных поступлений.
3. Укрепление внешних геополитических связей.

4. Обеспечение роста благосостояния населения (в частности, за счет газификации).

5. Стимулирование национальной промышленности.

Для ресурсодефицитных стран в первую очередь важны наращивание уровня энергетической безопасности, диверсификация и корзины потребляемых энергоносителей, повышение эффективности и экологичности используемого топлива.

Однако стоит отметить, что институциональная структура газовых рынков подвержена изменениям с течением времени. Эти изменения могут носить как эволюционный, так и революционный характер. Эволюционные изменения подразумевают действие естественных факторов. К примеру, истощение старых месторождений в одном регионе и смещение центров добычи требует соответствующего расширения инфраструктуры, поиска новых рынков сбыта и трансформации контрактных условий.

Революционные изменения институциональной инфраструктуры связаны с реформированием нормативно-правовой базы и регулирующих основ, которое чаще всего сопровождается высоким политическим подтекстом и имеет направленность на достижение определенных эффектов.

На протяжении последних 40 лет большинство изменений в институциональной, контрактной структуре отрасли, а также в ценообразовании носят революционный характер. При этом глобальным бенчмарком сегодня является стремление к либерализации газовых рынков, повышению гибкости цен и срочности контрактов. Реформирование газовых рынков является распространенным явлением не только в развитых странах (США, Великобритания и ЕС, Япония), но также в регионах с переходной экономикой, таких как Китай и Мексика. Россия же, наоборот, со времен Советского Союза создавала жесткую монопольную цепочку с единой газотранспортной системой, находящуюся под контролем прави-

тельства. Однако с начала 2000-х гг. страна взяла за ориентир международную практику.

### **1.1. Организация общих рынков и целевых рыночных моделей газа**

На фоне роста рыночной конкуренции в отдельных странах ярко выраженной тенденцией становится распространение правил организации газовых рынков таких стран на их интеграционных партнеров, что в некоторых случаях приводит к созданию общих межгосударственных рынков газа. На сегодняшний день можно выделить несколько выраженных примеров попыток интеграции газовых рынков странами Европейского союза (ЕС) и отчасти странами НАФТА. Стоит отметить, что во всех случаях создание общих/единых газовых рынков сопровождается полноценным реформированием отрасли и либерализацией отношений по всей газовой цепочке. При этом, ориентиром в таких объединениях выступают наиболее зрелые игроки, такие как США и Великобритания, а глубина интеграционного процесса связана со степенью взаимозависимости экономик соответствующих стран.

На практике в ходе межправительственных решений при формировании общих рынков газа согласуются следующие положения:

- Принципы формирования цен на газ в рамках интеграционного пространства (наличие и степень государственного регулирования, механизмы ценообразования).

- Возможность демополизации активов крупных добывающих компаний (один государственный монополист на всем пространстве или множество компаний, где частный капитал превалирует, условия доступа иностранных инвесторов в проекты РиД<sup>1</sup>).

---

<sup>1</sup> РиД – разведка и добыча.



- Возможность демонополизации транспортировки газа (газотранспортный монополист, частные региональные компании при наличии единого транспортного оператора или без него, условия доступа третьих лиц к загрузке ГТС<sup>1</sup> и ПХГ<sup>2</sup>).

- Демонополизация рынка газа (степень наличия выбора поставщика у конечных потребителей).

Либерализация североамериканского континента (стран – членов НАФТА) началась в 1979 г. и затронула всю цепочку создания стоимости. США, Канада и Мексика ежегодно потребляют и производят порядка 950 млрд куб. м газа, и в целом являются самодостаточным регионом, хотя между странами поддерживаются значительные торговые потоки – 13% всего спроса на газ.

Добыча газа в США сосредоточена в южной части, вдоль побережья Мексиканского залива в штатах Луизиана и Техас, а также в небольших регионах производства на Аляске, юго-западе и в центральной части Соединенных Штатов. Но большинство потребителей природного газа находятся на северо-востоке, на Среднем Западе и в районе Тихоокеанского побережья, во всех районах, где импорт канадского газа играет важную роль в удовлетворении спроса. Географический дисбаланс между производителями и потребителями означает, что значительные объемы природного газа должны транспортироваться на большие расстояния по всей стране и континенту. Таким образом, даже небольшие сбои или дисбалансы в производстве или транспортировке могут иметь серьезные экономические последствия для газовой промышленности (рис. 3).

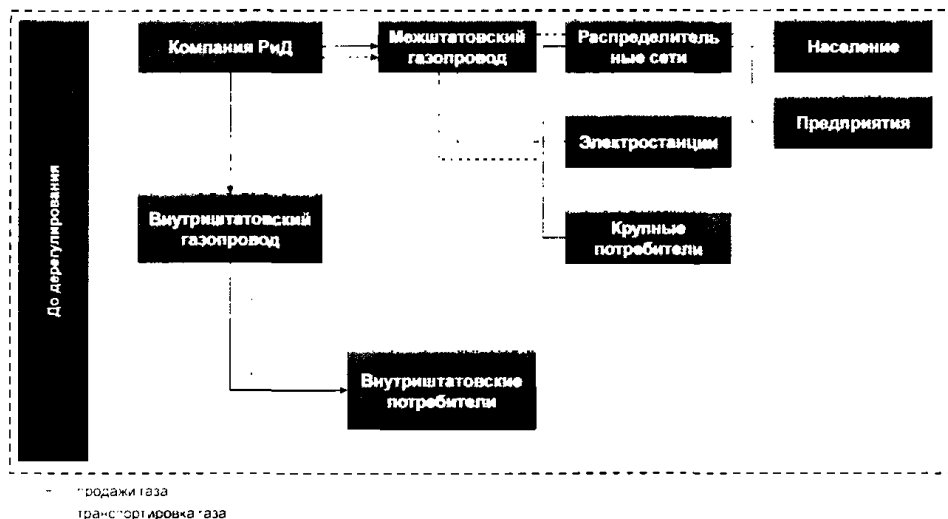
Поэтому до начала дерегулирования рынка почти все вопросы функционирования газовой промышленности решались централизованно. Компании, занимающиеся разведкой и добычей, производили газ, продавали его межгосударст-

---

<sup>1</sup> Газотранспортная система.

<sup>2</sup> Подземные хранилища газа.

венным трубопроводным компаниям, которые в свою очередь доставляли его в местную распределительную компанию (Local Distribution Company), которая затем доводила его до конечных потребителей. В основе государственного регулирования цен и деятельности компаний лежал Закон о природном газе (Natural Gas Act, NGA) от 1938 г.



**Рис. 3. Традиционная структура рынка газа США до 1985 г.**

Источник: составлено авторами по: Development of competitive gas trading in continental Europe / International Energy Agency // site of IEA. Paris: International Energy Agency, 2008. URL: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/gas trading.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/gas%20trading.pdf)

С появлением новых регулирующих институтов и политик область регулирования постепенно расширялась. В ведомстве Федеральной энергетической комиссии (Federal Power Commission, FPC), а затем Федеральной комиссии по регулированию энергетики (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) находилось регулирование объемов торговли и цен на газ между штатами и за их пределами, а также

некоторые сертифицирующие функции, в то время как сделки между штатами регулировались местными органами. Строительство новых газопроводов, согласно NGA, не могло осуществляться, если рынок сбыта уже обслуживался другим межштатовским газопроводом, поэтому транспортный оператор был обязан получить разрешение FPC.

Таким образом, главный смысл закона состоял в сертифицирующих функциях регулятора: он давал разрешение на строительство газопроводов на условиях обеспечения доступа к трубопроводным мощностям, а также не допускала строительства лишних газопроводов, которые могли конкурировать за одних и тех же потребителей.

В 1954 г. после решения Верховного суда по делу Phillips Petroleum Co. против штата Висконсин FPC также начала регулировать цены на устье скважины. В ходе дела суд постановил, что производители, которые продают газ владельцам межштатовских газопроводов, попадают под категорию «газовые компании» по классификации NGA и также подлежат регулированию FPC. Это означало, что цена на устье скважины должна регулироваться так же, как цены на газ, продаваемый межштатовскими газопроводными компаниями местным распределительным сетям. При наличии нескольких сотен активных скважин Комиссия была не в состоянии обрабатывать все тарифные заявки, поэтому в 1960 г. были установлены единые ставки по географическим регионам добычи. Размеры ставок рассчитывались на основе исторических данных о средневзвешенной себестоимости добычи.

Стоит отметить, что FPC по-прежнему регулировала только цены на газ, предназначенный для поставки на межштатовский рынок, оставляя при этом цены на рынке внутри штатов свободными. Поэтому с ростом издержек добычи на фоне увеличения цен на углеводородное сырье (УВС) (и соответственно стоимости сервисных услуг и оборудования) производители начали сокращать объемы поставок газа за

пределы штата, считая, что выгоднее реализовывать газ по контрактам внутри добывающего штата. Поскольку у межгосударственных трубопроводных компаний был большой портфель старых газовых контрактов, средняя стоимость на устье скважины на природный газ была значительно ниже экономически оправданной цены, в результате чего начал усиливаться дефицит газа в штатах-потребителях, и наоборот. Потери правительства США от образовавшегося дисбаланса на внутреннем рынке в 1970-х гг. оценивались в 2,5-5 млрд долл. США<sup>1</sup>.

В результате Конгресс США в ноябре 1978 г. принял Закон о политике в области природного газа (Natural Gas Policy Act, NGPA). Перед законом были поставлены три основные цели<sup>2</sup>:

1. Создать единый национальный рынок природного газа.
2. Привести в равновесие спрос и предложение.
3. Позволить рыночным силам устанавливать цены на устье скважин.

В законе была предпринята попытка достичь поставленных целей путем установления «максимальных законных цен» на устье скважин, а также за счет ликвидации барьеров между внутриштатовскими и межштатовскими рынками газа. Закон NGPA установил подвижный потолок цен, чтобы дать экономические стимулы производителям разведывать и добывать больше газа. Механизм повышения цен был установлен на нормативном уровне и не зависел от какого-либо органа, который бы определял эти цены. NGPA установил некоторые ценовые пределы, особенно это касалось цен на

---

<sup>1</sup> Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States / semanticscholar // site of semanticscholar, 2017. - URL: <https://pdfs.semanticscholar.org/bb86/4235b2553d277a62660e4631e9740f1d0b48.pdf>

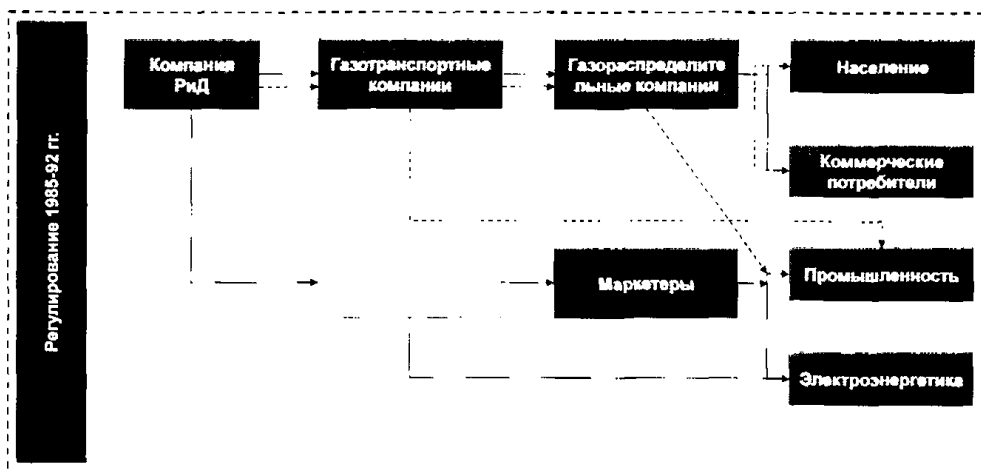
<sup>2</sup> The History of Regulation / naturalgas // site of naturalgas.org, 2017. - URL: <http://naturalgas.org/regulation/history/>

устье скважины при новой добыче, но эти ограничения должны были быть устранены в течение нескольких лет, чтобы к 1985 г. полностью снять регулирование цен на устье скважин. Однако многие участники рынка не были готовы к последовавшему сокращению спроса. Импульс инвестициям в разработку новых запасов газа и соответствующий рост цен на газ быстро привел к затовариванию рынка.

Это привело к разнообразным последствиям. Во-первых, было внедрено требование «бери или плати» («take-or-pay»), несмотря на то, что ранее контрактованные объемы газа не были востребованы рынком. Во-вторых, потребители, по сути, покупали сам газ и услугу по его транспортировке. Они стали лоббировать снижение цен на газ, а также заявляли о своем праве покупать газ напрямую у производителей и транспортировать его по системе межштатовских газопроводов, вместо того, чтобы покупать «смешанный» газ у газопроводных компаний.

Закон NGPA сделал первый шаг в сторону отказа от регулирования газового рынка благодаря поэтапной отмене потолка цен на устье скважины. В то время еще существовало заметное регулирование продаж газа от межштатовских газопроводных компаний местным потребителям и распределительным компаниям (local distribution companies, LDCs). Вместо того, чтобы покупать газ в качестве продукта, а транспортировку в качестве услуги, пользователи газопроводов не имели других вариантов как приобретать товар и услугу по единому контракту, что начало стимулировать процесс отвязывания продукта от газопроводов.

Вскоре FPC был упразднен и заменен Федеральной комиссией по регулированию энергетики (FERC) в соответствии с законом Министерства энергетики США. В 1985 г. FERC выпустила Приказ № 436, который сформировал сеть трубопроводов, в которой межштатовские трубопроводные компании больше не выполняли роль покупателей и продавцов газа (рис. 4).



**Рис. 4. Структура газового рынка США в 1985-1992 гг.**

Источник: составлено авторами по: Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States / semanticscholar // site of semanticscholar, 2017. – URL: <https://pdfs.semanticscholar.org/bb86/4235b2553d277a62660e4631c9740f1d0b48.pdf>

Минимальные и максимальные ставки транспортных тарифов устанавливались регулятором, а в этих пределах трубопроводные компании стали свободны в назначении конкурентных тарифов своим потребителям. Несмотря на то, что участие в трубопроводной сети по новому приказу было добровольным, почти все основные трубопроводные компании приняли в ней участие. Для потребителей на спотовом рынке газ был значительно дешевле, чем у трубопроводных компаний по условию контрактов «бери или плати», которые ранее были обязательны. Это ускорило процесс отказа от заключения контрактов, включающих данное условие.

Однако окончательно решил вопрос с отменой регулирования принятый Конгрессом в 1989 г. Закон об упразднении контроля за ценами на устье скважин (Natural Gas Wellhead Decontrol Act, NGWDA). С 1 января 1993 г. все оставшиеся механизмы контроля за ценами были отменены,

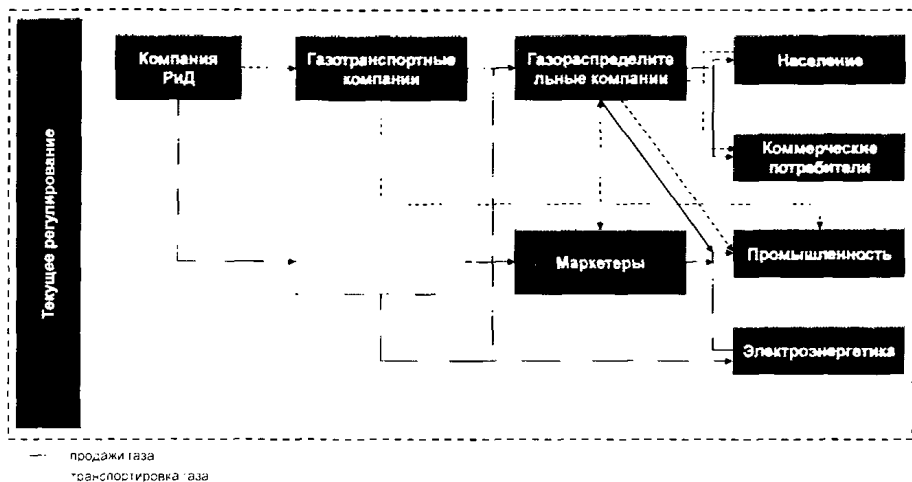
что позволило рынку самостоятельно определять цену производителя газа.

Закон NGWDA установил, что «первые продажи» природного газа должны быть свободны от всякого федерального регулирования цен. Исключением из определения стали любые продажи газа трубопроводными компаниями и местными распределительными компаниями, включая межштатовские.

В то время как Приказ FERC № 436 сделал возможным отделение трубопроводных услуг от продажи газа, оно оставалось добровольным. Приказ FERC № 636, выпущенный в 1992 г., закончил 7-летний процесс разделения трубопроводных услуг от продажи газа и сделал его обязательным. Данный приказ часто упоминают как «Окончательное правило реструктуризации» (Final Restructuring Rule), так как он стал кульминацией всех процессов дерегулирования, которые проходили на газовом рынке США. Важно, что трубопроводные компании больше не могли участвовать в торговых операциях и навязывать свои услуги, а добывающие и торговые подразделения таких компаний были перерегистрированы как независимые. В результате приказ сделал полностью свободными от отягощений процесс транспортировки, хранения и маркетинга газа (рис. 5).

В Приказе № 636 также были прописаны условия о том, что межштатовские трубопроводные компании должны предлагать услуги, которые обеспечивают эффективную и надежную доставку газа конечным потребителям, включая услуги по транспортировке и доступ к хранилищам газа «без предварительного уведомления» (no-notice transportation service), увеличение гибкости по выбору пунктов приема и доставки газа и программы обнародования сведений о свободных мощностях (capacity release programs). Это позволило местным распределительным компаниям получать газ немедленно при необходимости удовлетворить пиковый спрос со стороны потребителей без каких-либо штрафов, а также

снять опасения о том, что реструктуризация отрасли повлечет за собой уменьшение надежности снабжения потребителей газом.



**Рис. 5. Структура газового рынка США после реформирования**

Источник: составлено авторами по: About U.S. Natural Gas Pipelines / US Energy Information Administration // site of «EIA». - 2007. -

URL: [https://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngpipeline/fullversion.pdf](https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/fullversion.pdf)

Одно из ключевых отличий современной структуры рынка состоит в наличии торговых посредников (маркетеров) природного газа. По сути, маркетеры могут выступать в качестве посредника между любыми двумя сторонами. Они могут предлагать конечным потребителям как связанный продукт, так и отдельные его компоненты. Маркетеры облегчают продажи и покупки газа, а также могут заключать контракты на транспортировку и хранение, могут владеть газом, который транспортируют, а могут просто предоставлять услуги по транспортировке и хранению. Таким образом, на пути от производителя к потребителю может существовать множество вариантов передачи прав собственности на газ.



По своей природе газовый рынок США похож на другие конкурентные сырьевые рынки, где цены являются действительной функцией спроса и предложения, т.е. отражают возможность рынка удовлетворить возникающий спрос на товар в заданное время, в заданном месте и в заданных объемах.

Либерализация торговли и цен на газ привлекли много новых компаний на оптовый рынок газа. 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 г., а цены на ГРС на 24%. Несмотря на общее снижение розничных цен на газ, основные ценовые преимущества получили крупные электроэнергетические и промышленные предприятия. Приобретая порядка 75% газа на конкурентном оптовом рынке сегодня, цены на газ для них за тот же период снизились на 26-30%. Большинство мелких потребителей (коммерческие и бытовые) по-прежнему приобретают газ через местные газораспределительные компании, и падение цен для них было сопоставимо ниже – на 12%.

Сегодня газовый рынок США является наиболее конкурентоспособным, транзакции в основном организуются маркетерами, которые покупают и продают газ от имени производителей, распределительных компаний и крупных потребителей. Доля поставок, организованных через торговых посредников, выросла с 20% в 1987 г. до 49% в 1995 г.

Большинство торгов происходит на спотовой основе в крупных рыночных центрах и хабах на межгосударственных трубопроводах. Высокая торговая активность также наблюдается на финансовых рынках газа (фьючерсы и опционы), где участники минимизируют ценовые риски. Существуют и электронные торговые системы, которые позволяют торговать газом и трубопроводными мощностями на него на всех основных рынках в Соединенных Штатах и Канаде.

При дерегулировании **европейского** единого рынка газа за основу была взята британская модель, суть которой заключается в обеспечении свободной конкуренции поставщиков природного газа на рынке и переходе к биржевому ценообразованию на газ. Сочетание слабой структурной политики, неразвитой и стареющей трубопроводной системы, нехватка регулирующих органов, наделенных достаточными полномочиями, минимизирует усилия Европейского союза по реформированию рынка газа.

Цель создания единого рынка газа и электроэнергии лежит в принципах, закрепленных в Договоре о создании Европейского союза (Римский договор 1957 г., Единый европейский договор 1985 г., Маастрихтский договор 1992 г.). Фактическая имплементация принципов либерализации рынка газа ЕС началась лишь спустя несколько десятков лет в конце 1990-х гг.

До начала либерализации национальные европейские рынки преимущественно состояли из вертикально-интегрированных газовых компаний, которые были монополистами в части организации поставок газа, его транспортировки и хранения, закупая его в России, Норвегии, Нидерландах, Великобритании, Алжире. Контракты по импорту газа были преимущественно трубопроводными (порядка 80%), заключались на долгосрочной основе с условием «бери или плати» (т.е. определенная доля контрактных объемов газа должна оплачиваться покупателем даже в случае отсутствия его физического отбора), но при этом импортер мог отбирать сверхобъемы. На внутреннем рынке снабжение газом потребителей была фактически общественной услугой правительств, а цены устанавливались директивно. В связи с этим крупные государственные монополии осуществляли перекрестное субсидирование за счет существенной разницы в тарифах для различных групп потребителей, что негативно влияло на промышленных потребителей.

Первым этапом реформирования газового рынка Евросоюза стал выпуск 22 апреля 1998 г. Европейской комиссией Первой газовой директивы (96/92/ЕС). На ее основе был разработан договор к Энергетической хартии (ДЭХ) – политическая декларация в области энергетического сотрудничества. Новая нормативно-правовая база была направлена на открытие доступа газотранспортных сетей третьим сторонам. Для достижения этой цели предполагалось проведение поэтапного разделения сбытовых и транспортных активов вертикально-интегрированных компаний для обеспечения конкуренции в рамках газотранспортных естественных монополий. Европейская комиссия призывала к тому, чтобы реорганизация промышленности в каждой стране осуществлялась под надзором независимого регулирующего органа, но официального поручения за этим не последовало. Минимальные требования директивы состояли в разделении интегрированных предприятий на уровне бухгалтерской отчетности, при этом государства могли выбрать и иные более жесткие подходы, такие как юридическое или полное разделение.

Государствам – членам ЕС было дано два года для создания соответствующего национального законодательства и реформ в области промышленного регулирования. Первоначально предполагалось, что крупные электроэнергетические и промышленные предприятия будут иметь свободу выбора поставщиков газа. Для этого государства устанавливали соответствующий уровень приемлемости – не менее 20% спроса в стране должно было удовлетворяться на конкурентной основе, а через каждые 5 лет данный показатель предполагалось увеличивать до 28% и далее до 33%. Поставщик в свою очередь был уполномочен реализовывать газ через ГТС на основе положения директивы, касающегося доступа третьих сторон (Third Party Access, ТРА) к газотранспортным мощностям. ТРА мог реализовываться в двух формах: регулироваться на основе тарифов и условий, опубликованных транс-

портным оператором предварительно (ex-ante), либо через двусторонние соглашения в каждом конкретном случае.

Либерализация газового рынка учитывала национальные особенности стран Евросоюза, такие как уровень зрелости рынка, зависимость от импорта, обязательства в сфере общественных услуг и т.д. Для некоторых стран были предоставлены определенные отступления от правил директивы. В результате сохранялась высокая фрагментарность рынков, имплементация положений была непоследовательной из-за наличия существенных правовых свобод в уместении положений директивы. Тем не менее начало масштабным реформам было положено.

В 2003 г. на замену Первой газовой директиве пришла Вторая (2003/55/ЕС, является частью Второго энергетического пакета), которая по сути закрепляла требование о разделении интегрированных компаний, но уже на обязательном юридическом уровне. Также третьи стороны получали юридически закрепленное право недискриминационного доступа к транспортной и распределительной системам (Third party access, ТРА). На основе данных положений в 2005 г. ряд европейских стран заключили Договор об энергетическом сообществе (ДЭС), который, в отличие от ДХ, обязывал его участников полностью следовать энергетическому законодательству Евросоюза.

Стоит отметить, что правила относительно ТРА теперь формально распространялись на СПГ-мощности, но фактически абсолютно все новые проекты получали исключение из данного положения. Законодательно европейские регуляторы утвердили положение о получении изъятий из 3-го Энергопакета (процедура одобрена в ст. 22 Второй газовой директивы).

В настоящее время в ЕС приняты основные положения и проводится реализация нового энергетического законодательства, прежде всего, Третьего энергетического пакета, со-

ставляющей частью которого является газовая Директива (2009/73/ЕС) от 2009 г.

Третья директива ЕС имела следующие направления:

- обеспечение недискриминационного доступа третьих сторон к транспортным мощностям европейских газотранспортных сетей;

- расширение полномочий национальных регуляторов;

- создание системы региональных зон оптового газового рынка с тарифами «вход-выход» и ликвидными виртуальными хабами (центрами спотовой торговли) в каждой зоне;

- переход от долгосрочных экспортных газовых контрактов с формульным ценообразованием к спотовой торговле с биржевым ценообразованием.

Стоит отметить, что некоторые принципиальные цели европейского энергетического законодательства 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. В случае ЕС получается, что регуляторная среда препятствует как внешним, так и внутренним капиталовложениям в строительство новых газопроводов, что создает риски обеспечения стабильности и предсказуемости поставок.

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

ны получать индивидуальные исключения из требования о ТРА, но даже получая разрешения комиссии, большая часть капиталоемких проектов не реализуется в условиях отсутствия гарантирующих поставщиков газа. Такой непрозрачный подход принятия 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 Энергетической хартии, на практике не исполняется.

С другой стороны, продвигаемая модель ценообразования способствовала замедлению роста цен на газ и отчасти их снижению, что являлось стратегической целью Европейской комиссии с момента выхода первой газовой директивы, а также стимулировала расширение спекулятивной торговли.

## **1.2. Основные подходы к механизмам ценообразования газа в разрезе ключевых регионов**

Как отмечалось ранее, высокая фрагментарность газовых рынков определила существование широкого разнообразия механизмов ценообразования в региональном разрезе.

В настоящее время глобально выделяют семь ключевых механизмов ценообразования на газ на оптовом рынке<sup>1</sup>:

1. Индексация к оценке нефти или нефтепродуктов (Oil Price Escalation, OPE).

Цена формируется, как правило, через базовую цену и последующую индексацию к конкурирующим топливам

---

<sup>1</sup> Wholesale gas price survey / International Gas Union : site of «IGU». Barcelona: International Gas Union, 2016. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item-field\\_file/IGU\\_WholeSaleGasPriceSurvey0509\\_2016.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPriceSurvey0509_2016.pdf)

(обычно нефть, газойль и/или мазут). В некоторых случаях могут использоваться цены на уголь или электроэнергию.

## 2. Конкуренция «газ-газ» (Gas-on-Gas Competition, GOG).

Цена определяется как функция спроса и предложения (конкуренция различных поставок газа), торговые сделки могут охватывать различные периоды (ежедневные, месячные, годовые или другие). Торговля происходит на физических хабах (таких, как Nengy Hub) или виртуальных хабах (например, NBP в Великобритании) или устанавливается индексация к спотовым ценам на газ в долгосрочных контрактах. Ценообразование по принципу «газ-газ» основано на том, что цена формируется на основе взаимного соглашения между продавцом и покупателем в результате взаимодействия спроса и предложения в рамках торговой площадки. Рыночная цена включает в себя оценку товара на основе спроса, предложения, затрат, полезности. Тем самым в рыночных ценах отражаются и себестоимость продукции, и ее обменный курс по отношению к другим товарам, и потребительские качества.

## 3. Двусторонняя монополия (Bilateral Monopoly – BM).

Цена определяется в процессе двусторонних переговоров и обсуждений между крупным продавцом и крупным покупателем, цена фиксируется на определенный период времени (обычно один год). Возможно подписание письменных контрактов, но часто договорные отношения осуществляются на уровне правительств или компаний, принадлежащих государству.

## 4. Нетбэк от конечного продукта (Netback from Final Product – NET).

Цена, получаемая поставщиком газа, является функцией цены, получаемой покупателем на производимый им конечный продукт. Такой способ применяется, когда покупаемый газ используется как сырье на нефтегазохимических

заводах (например, производство аммиака или метанола) и является статьей наибольших переменных затрат в производстве продукта.

5. Регулирование: стоимость услуги (Regulation: Cost of Service - RCS).

Цена определяется или одобряется ответственным регуляторным органом или, возможно, министерством, однако уровень цен устанавливается таким, образом чтобы покрыть «стоимость услуг», включая возврат инвестиций и разумную норму прибыли.

6. Регулирование: социальное и политическое (Regulation: Social and Political – RSP).

Цена устанавливается на нерегулярной основе, возможно, министерством, на политической/социальной основе в соответствии с необходимостью покрытия растущей себестоимости или с целью увеличения государственных доходов.

7. Регулирование: ниже стоимости (Regulation: Below Cost – RBC).

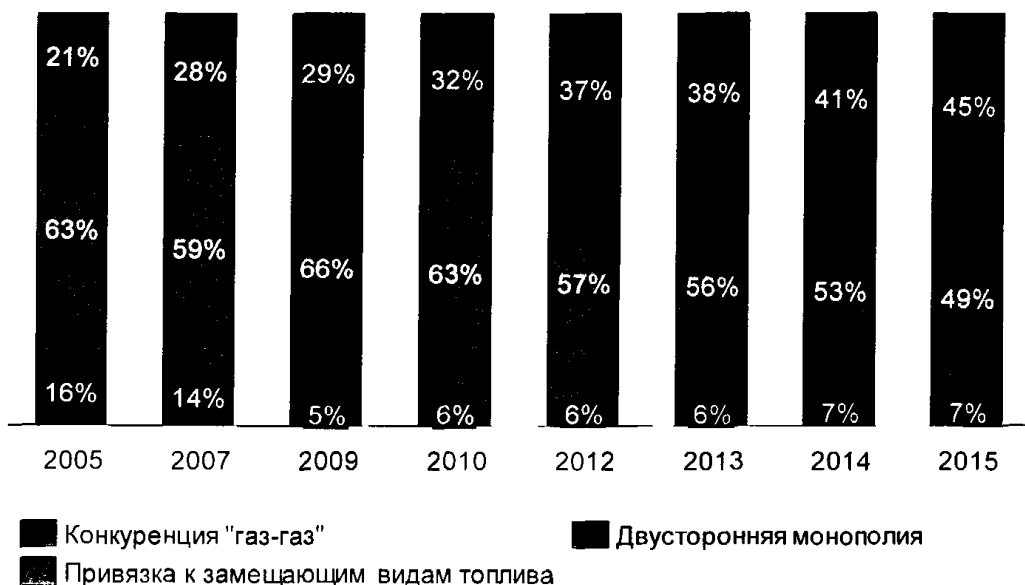
Цена сознательно устанавливается ниже средней себестоимости производства газа и его транспортировки как форма субсидирования государством населения.

Основные три сегмента составляют: конкуренция «газ-газ», цены, индексируемые по нефти, и регулируемые цены разного рода. При этом регулируемые цены примерно сохраняют свою долю, доля индексируемых по нефти цен уменьшается, а доля конкурентных растет. В странах ЕС основными способами ценообразования являются конкурентные цены и цены, индексируемые по нефти. При этом доля первых устойчиво растет, а доля вторых падает, в то время как в Северной Америке формирование цены практически полностью определяет конкурентное ценообразование (рис. 6).

Укрупненно торговля природным газом с физической поставкой происходит по долгосрочным контрактам (6-25 лет),



среднесрочным (1-5 лет), а также краткосрочным (до 1 года) на спотовой основе (контракты с поставкой на сутки, неделю, месяц) или через поставочный фьючерс.



**Рис. 6. Структура импортируемого газа по типам заключенных контрактов**

Источник: составлено авторами по: Wholesale gas price survey / International Gas Union // site of «IGU». – Barcelona: International Gas Union, 2016. – URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item-field\\_file/IGU\\_WholeSaleGasPrice\\_Survey0509\\_2016.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf), май 2016

Кроме того, цены на газ обычно фиксируются на нескольких этапах производственно-сбытовой цепочки, в связи с чем выделяют несколько ее компонентов, фиксируемых на определенных базисах поставки:

1. Цена на скважине (себестоимость добытого газа с учетом налогов, или цена с завода «ex-works»).

2. Транспортные затраты (до порта отправления/входа в магистральную трубопроводную систему – FOB, в порту прибытия/на выходе из системы – DES).

3. Расходы на распределение газа (условие DDU).

В большинстве регионов цена на газ отражена через конкурентную стоимость альтернативных топлив, которые могут его заменить: на страновом уровне, к примеру, 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, к примеру, при сжигании газа в турбинах его цена индексируется к углю.

Это предопределило появление исторических типовых формул, доминирующих в конкретных регионах. Так, цену на импортный СПГ в Японии, ввозимый на условиях DES, можно описать следующим образом:

$$P(\text{DES}) = P_0 + a_1(\text{JCC} - \text{JCC}_0) + a_2(\text{Inflation} - \text{Inflation}_0),$$

где  $P_0$  – цена в начальный период времени;

JCC (Japanese Crude Cocktail) – средняя цена импортной нефти;

$a_1, a_2$  – константы.

В европейской формуле импортного газа чаще всего фиксируется привязка к нефтепродуктам с различными весами:

$$P = P_0 + 60\%[0,8(\text{GO} - \text{GO}_0)] + 40\%[0,9(\text{FO} - \text{FO}_0)],$$

где GO – цена на газойль; FO – цена на мазут.

Иногда в формуле также учитывается изменение инфляции<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> *Geman H. Commodities and Commodity Derivatives. Modeling and Pricing for Agriculturals / John Wiley & Sons Ltd. // John Wiley & Sons Ltd. – England, 2005.*

Если подобные формулы на протяжении более полувека применялись в долгосрочных контрактах, то сегодня происходит рост заключения спотовых контрактов в основном в тех странах, где газовая отрасль была дерегулирована (США, Великобритания, Норвегия, Нидерланды), при этом чаще всего они являются крупными производителями газа.

С развитием процессов глобализации в торговле растет значение гибкости рынка, а соответственно и инструментов заключения сделки, в том числе на спотовом рынке. При этом капиталоемкие проекты в сфере РИД и транспортировки из-за снижения практики долгосрочных контрактов все чаще реализуются через соглашение о разделе продукции (СРП) с иностранными инвесторами. Для снижения ценового риска производители начали активно использовать инструменты хеджирования, заключая фьючерсные газовые контракты на крупнейших сырьевых биржах (NYMEX, ICE). Также существует рынок бумажных фьючерсов, который в отличие от первого инструмента не предполагает физической поставки. В данном случае участники торгов, именуемые трейдерами, закрывают сделки путем осуществления обратной операции – выкупа или продажи (оффсет, погашение-компенсация), получая прибыль или убыток от ценовой разницы.

**В США** торговля газом практически полностью осуществляется на основе спотовых и краткосрочных контрактов с индексацией к цене хабов (узлов торговли газом, которые чаще всего находятся на пересечении нескольких объектов транспортной инфраструктуры или являются виртуальным базисом поставки), которых на сегодняшний день 26. Крупнейшим рыночным центром по торговле газом является Генри Хаб (Henry Hub), расположенный в Луизиане. На Henry Hub приходят 14 межштатовских и внутриштатовских магистральных газопроводных систем штатов Среднего Запада, Северо-Востока, Юго-Востока и побережья Мексикан-

ского залива в Техасе и Луизиане<sup>1</sup>. Благодаря выгодному местоположению, позволяющему управлять крупными и географически диверсифицированными потоками газа и высокой ликвидности осуществляемых на нем операций, Henry Hub играет ключевую роль в процессе ценообразования на спотовом рынке США. Он также является официальным пунктом виртуальной поставки газа по фьючерсным контрактам на NYMEX и своповым контрактам на природный газ на ICE Futures.

Цены газа на хабах различаются, что отражает соотношение спроса и предложения в определенных географических точках продажи газа в стране. Разница в цене между Henry Hub и другим хабом называется местным дифференциалом (location differential). Если наблюдается нехватка транспортных мощностей в районе добычи (формируется избыток предложения), цены на таких хабах торгуются с дисконтом к котировкам Генри Хаб.

Таким образом, цены на газ в США складываются в условиях свободного рынка. Основу американского оптового рынка газа составляют краткосрочные контракты и спотовые сделки. В отличие от европейского газового рынка, роль долгосрочных контрактов невелика. Спотовые цены на американских газовых хабах, как правило, высоко коррелированы между собой. При этом возникающие во время спотовой торговли дифференциалы цен быстро возвращаются к «нормальным» среднерыночным показателям, которые определяются главным образом стоимостью транспортировки газа.

---

<sup>1</sup> Секретариат Энергетической хартии «Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ» / Секретариат Энергетической хартии // сайт [energycharter.org](http://energycharter.org). - Брюссель: Секретариат Энергетической хартии, 2007. URL: [http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil\\_and\\_Gas\\_Pricing\\_2007\\_ru.pdf](http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil_and_Gas_Pricing_2007_ru.pdf)

Цена на газ в США формируется в несколько этапов.

1. На первом этапе цена газа – это цена на устье скважины, установленная между продавцом и покупателем газа, определенная с учетом биржевых фьючерсных индексов (на месяц поставки) и зависящая от удаленности производства данного газа от балансового пункта (Henry Hub) и объемов покупки. В цене реализации газа конечным потребителям доля цены добычи составляет около 63%.

2. На втором этапе к цене покупки газа добавляется стоимость транспортировки от места добычи газа до ГРС конечного потребителя. Эта стоимость определяется путем умножения протяженности магистрального газопровода на соответствующие ставки транспортных тарифов, утверждаемые FERC<sup>1</sup>. В цене газа, реализуемого конечным потребителям, доля цены транспортировки составляет около 11%.

3. На уровне штата к оптовой цене газа, фиксируемой на ГРС, добавляется третья составляющая – тариф на дистрибуцию (транспорт по газораспределительным сетям и снабженческие услуги). Составляющая данной надбавки в цене реализации близка к 26%.

При этом первая составляющая подвержена рыночным колебаниям, вторая и третья часть стабильны и изменяются только в связи с пересмотром регулятором уровня тарифов.

Государственное регулирование направлено, прежде всего, на предотвращение завышения цен для конечных потребителей газа. Транспортные тарифы по газопроводам, функционирующим в пределах одного штата, регулируются властями этого штата. Тарифы для газопроводов, проходящих через несколько штатов, регулируются Федеральной энергетической регулирующей комиссией (FERC).

В Европейском союзе структура формирующегося газового рынка состоит из двух крупных сегментов: долго-

---

<sup>1</sup> Federal Energy Regulatory Commission – Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики.

срочных газовых контрактов преимущественно с нефтяной индексацией цены и спотового газового рынка.

Превалирование системы долгосрочных контрактов связано с особенностями становления газовой отрасли континентальной части Европы. Первые импортные поставки газа производились с крупнейших месторождений, первым из которых стал Гронинген в Нидерландах. Разработка Гронингена велась компаниями Shell и Exxon в рамках совместного предприятия NAM. Для эффективного маркетинга газа на ограниченном внутреннем и внешнем рынках (потребление газа в нынешних странах-членах ЕС в 1965 г. составляло всего 39 млрд куб. м в сравнении с 402 млрд куб. м в 2015 г.) было необходимо создание экономических стимулов для перехода потребителей с нефтепродуктов и угля на газ.

Для максимизации государственной ренты в 1962 г. в рамках новой газовой политики Нидерландов (так называемая «Nota de Pous») был впервые реализован новый принцип ценообразования на газ – по стоимости замещения<sup>1</sup>. Цена на газ индексировалась к цене замещающего его в конечном потреблении топлива: мазута для крупного оптового сектора и газойля для небольших потребителей. Для того чтобы конкурировать на уровне всех конечных потребителей, единая экспортная цена на границе рассчитывалась как среднее значение цены каждого рыночного сегмента конечном секторе, взвешенное по долям потребления газа в стране. Такой подход также позволял операторам месторождения получать гораздо большую доходность, чем продавая сырье по методу кост-плюс с учетом низкой себестоимости газа с месторождения.

---

<sup>1</sup> Секретариат Энергетической хартии «Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ» / Секретариат Энергетической хартии // сайт [energycharter.org](http://energycharter.org). Брюссель: Секретариат Энергетической хартии, 2007. URL: [http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil\\_and\\_Gas\\_Pricing\\_2007\\_ru.pdf](http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil_and_Gas_Pricing_2007_ru.pdf)

Модель Нидерландов по реализации газа, использующая цену петбэк в долгосрочных контрактах, была позже взята за основу другими крупными поставщиками газа (в том числе в форме СПГ) в Европу: Россией, Норвегией, Алжиром и Нигерией. В рамках долгосрочных контрактов контрагенты устанавливали условие «бери или плати», которое позволяло распределять риски ценовой модели между продавцом и покупателем. Таким образом, данное положение обязывало первого обеспечивать надежность и непрерывность поставок, а последнего - оплачивать минимальный согласованный объем газа даже в случае отсутствия спроса и соответственно физического отбора.

Позже в результате ряда регуляторных реформ Евросоюза (подробнее в разделе 1.2.) началась постепенная трансформация модели ценообразования в сторону пересмотра контрактов с нефтяной индексацией в пользу краткосрочных и спотовых, где цена на газ формировалась на газовых хабах и биржах внутри Союза. По мере развития в ЕС форм оперативной торговли газом возрастало и количество хабов, а также усиливались связи между ними. Появились площадки для объединения торговых операций между хабами, расположенными в смежных странах.

Крупные центры такой торговли начинают создавать условия для спотового ценообразования, являющегося ориентиром для контрактов, заключаемых на этом хабе и за его пределами. В отличие от традиционной системы торговли газом на основе долгосрочных контрактов, новая формирует цену газа на основе фундаментальных факторов - спроса и предложения в реальном режиме времени.

В настоящее время в континентальной Европе действуют 9 основных хабов, самая старая и одна из наиболее ликвидных торговых площадок NBP находится в Великобритании, на ее долю приходится порядка 70% объемов торгов природным газом в стране.

В течение 2005-2015 гг. доля контрактов с нефтепродуктовой привязкой в Европе снизилась с 78 до 30%, в то время как спрос, удовлетворяемый через европейские хабы и биржи, достиг 64% от всего европейского потребления, что эквивалентно 315 млрд куб. м<sup>1</sup>.

Тем не менее, несмотря на растущую долю конкурентного ценообразования, в Европе эволюция оптовых цен достаточно точно соответствует механизму OPE (индексация по нефтяным ценам). Несмотря на то, что цены европейских газовых хабов «отвязаны» от нефтяной индексации, на деле биржевые котировки на хабах NBP и TTF (Нидерланды) имеют крайне высокую корреляцию к цене долгосрочных контрактов Газпрома с нефтяной привязкой порядка 80%. Это может быть связано с низким уровнем ликвидности торговых площадок. Данный факт подтверждает низкий показатель газовых хабов, именуемый *churn rate*<sup>2</sup>. Так, его уровень на самом ликвидном американском хабе Henry Hub почти в 7 раз ниже аналогичного показателя для нефти марки Brent и составлял 76 в 2015 г. (рис. 7).

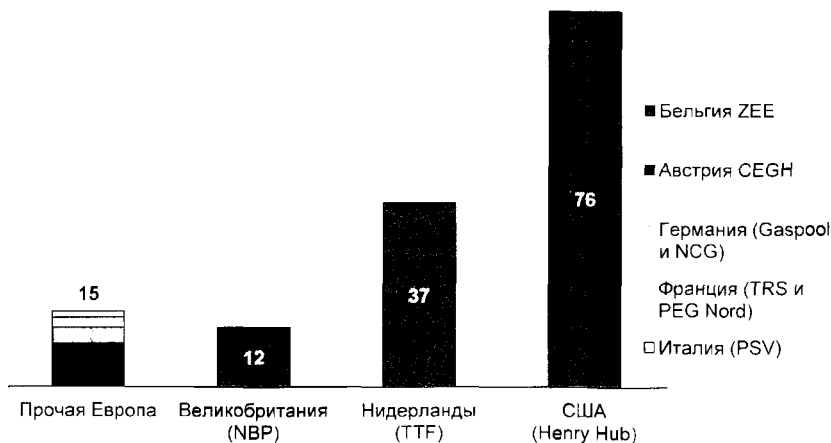
Внутренний рынок природного газа в Великобритании является самым развитым рынком в Европе. Он является полностью либерализованным со свободным ценообразованием. При этом компании, добывающие газ на шельфе Северного моря, работают на основе долгосрочных контрактов. Около 90% краткосрочных контрактов заключается в виртуальном национальном балансирующем узле NBP – самой ликвидной торговой площадке Европейского региона.

---

<sup>1</sup> A global review of price formation mechanisms 2005 to 2015 / International Gas Union // site of «IGU». - Barcelona: International Gas Union, 2016. - URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item-field\\_file/IGU\\_WholeSaleGasPrice\\_Survey0509\\_2016.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf)

<sup>2</sup> Отношение объема реализованных физических и бумажных сделок с производными финансовыми инструментами к реальным продажам природного газа в рамках газового хаба в определенный период времени.





**Рис. 7. Сравнение ликвидности европейских и американских газовых хабов (по показателю «черн»)**

Источник: составлено авторами по: Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region // U.S. Energy Information Administration, 2017. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/lng/asia/pdf/lngasia.pdf>

Оптовые цены на газ в Великобритании рассчитываются и предоставляются участникам рынка рядом независимых агентств, брокерами энергетического рынка и через биржи. Argus Media, ICIS Heren и Platts предоставляют данные на основе внебиржевых сделок. Кроме того, информацию также публикуют поставщики финансовых данных (например, Bloomberg). В 2012 г. три крупных брокера на газовом рынке Великобритании объединились для запуска нового индекса цен Tankard, который основан на внебиржевых сделках.

Таким образом, модель европейского ценообразования нельзя назвать рыночной, так как на цены хабов продолжают оказывать существенное влияние импортные контракты с

нефтяной привязкой<sup>1</sup>. Кроме того, взяв за основу модель ценообразования и организации рынка США, где цена является прямой функцией от спроса и предложения, трансформация европейского рынка газа пошла по пути стран-производителей.

В последнее время увеличилось число случаев, когда европейские регуляторы требуют наличия в контракте спотовой индексации или 100% спотовой цены, что вызывает волну недовольства поставщиков и обращений в суд. Тем не менее правительство ЕС не намерено менять свои требования, что будет способствовать дальнейшему сужению рынка долгосрочных контрактов в пользу развития спотовой торговли природным газом.

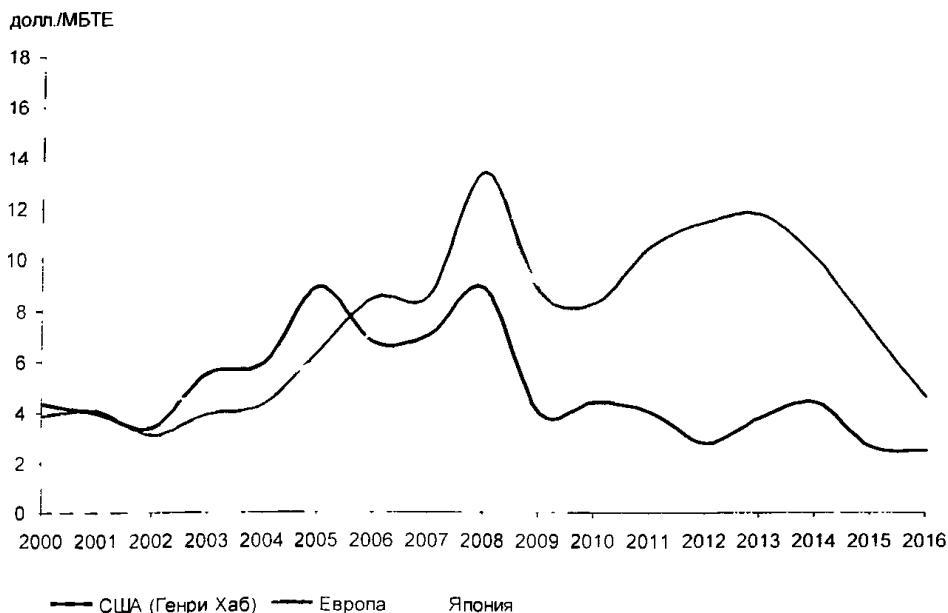
Азиатские страны в своем потребительском портфеле преимущественно имеют сжиженный природный газ. Из них Япония исторически была крупнейшим нетто-импортером СПГ с наиболее развитой инфраструктурой по его приему. Поэтому цены на газ в долгосрочных контрактах между крупнейшими СПГ-производителями (Катар, Австралия, Алжир) и потребителями в АТР заключались на основе привязки к замещающему сырью – сырой нефти JCS (Japan Crude Costail). Последние несколько лет азиатские страны с разной скоростью начинают проводить первые реформы по либерализации своих рынков газа. С 2015 г. спотовые и фьючерсные контракты на поставку СПГ в Японию торгуются на площадках Japan OTC Exchange и NYMEX в США. В 2017 г. планируется обеспечить полноценный доступ третьих сторон к приемным СПГ-терминалам Японии. К 2020 г. запланировано создание азиатского газового хаба на базе заработавшей

---

<sup>1</sup> Komlev S. Gas pricing in the evolving European market / S. Komlev // Институт энергетики и финансов. 2012. - 19 October. - М.: Институт энергетики и финансов, 2012. - URL: [http://www.fief.ru/img/files/S.Komlev\\_Gazprom\\_Export.pdf](http://www.fief.ru/img/files/S.Komlev_Gazprom_Export.pdf)

с 2016 г. в Китае биржи Shanghai Petroleum and Gas Exchange, объем транзакций по СПГ которых пока ограничен низким числом участников – порядка 250 компаний.

Объединение и унификация рыночных принципов ценообразования на газ в ключевых газовых регионах – американском, европейском и азиатском – позволяют предположить дальнейшее сближение цен на газ в этих регионах.



**Рис. 8. Динамика цен на газ по основным регионам**

Источник: составлено авторами по: World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet) // World Bank, 2017. URL: <http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx>

После 2010 г. возникло несколько тенденций, которые повлекли за собой рост дифференциалов цен на газ. Во-первых, после взрыва на АЭС Фукусима в Японии возросла необходимость срочного замещения выбывших объектов

атомной генерации альтернативными энергоресурсами, в результате чего цена на газ активно росла вслед за нефтяными импортными ценами JCC. Во-вторых, на американском рынке к тому моменту начал формироваться профицит газа на внутреннем рынке при отсутствии экспортной инфраструктуры, что привело к снижению спотовых цен Henry Hub до исторических минимумов в 2,5 долл./МБТЕ в 2016 г. (рис. 8).

В-третьих, спустя полгода после падения цен на нефть начало происходить сужение ценовых дифференциалов, в результате чего азиатский рынок перестал быть премиальным для производителей СПГ относительно европейского. В перспективе до 2020 г. можно ожидать дальнейшее снижение дифференциалов до 1,5 долл./МБТЕ между США и Европой и до 3 долл./МБТЕ между США и Японией.

Общий тренд падения цен на газ в ключевых регионах повышает конкурентоспособность газа в электро- и теплогенерации, что положительно влияет на мировые показатели потребления. Кроме того, происходящее усиление тенденции перехода на спотовую торговлю с биржевой индексацией формирует вызовы для России в части целесообразности трансформации принципов организации внутреннего и экспортного рынков и экспорта газа, включая пересмотр действующих механизмов ценообразования.

### **1.3. Развитие региональных газовых рынков**

Со стороны предложения сегодня происходит рост обеспеченности добычи газовыми ресурсами, а также успешная отработка и коммерциализация новых технологий, позволяющих осуществлять промышленную добычу новых нетрадиционных классов залежей, что отклоняет ранее существовавшую гипотезу об их дефицитности.

По состоянию на 2015 г. объем доказанных ресурсов природного газа составил 187,1 трлн куб. м<sup>1</sup>, число месторождений с залежами свободного газа в мире превышает 17 тыс., а также 30 тыс. месторождений, где газ присутствует в виде второстепенного компонента – попутного нефтяного газа (ПНГ).

Наибольшими доказанными запасами газа обладают: Иран – 34 трлн куб. м., Россия – 32,6 трлн куб. м., Катар – 24,5 трлн куб. м., Туркменистан – 17,5 трлн куб. м., Саудовская Аравия – 8,2 трлн куб. м., а также США – 9,8 трлн куб. м. Порядка 90% совокупных запасов расположены в развивающихся странах<sup>2</sup>.

Первое место по добыче природного газа занимают США (около 20% мировой добычи), за ними с некоторым отрывом следует Россия (17,6%). Вследствие истощения запасов природного газа в США его добыча имела тенденцию к снижению, однако после начала разработки сланцевого газа в начале 2000-х гг. уже в 2009 г. Америке удалось опередить Россию по этому показателю добычи. Кроме того, значительный уровень добычи газа сохраняется в Канаде, Иране, Норвегии, однако их доля в общемировом предложении газа не превышает 14%.

По оценкам Международного Энергетического Агентства, среднегодовые темпы добычи газа будут увеличиваться достаточно высокими темпами – на 1,7% до 2020 г., хотя в долгосрочной перспективе выход новых производственных и транспортных мощностей будет ограничен перспективным спросом на данный ресурс.

---

<sup>1</sup> Statistical Review of World Energy / BP p.l.c // site of «BP.com». – London: BP.com, 2016. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-workbook.xlsx>. Загл. с экрана.

<sup>2</sup> Там же.

К основным причинам вероятного появления избыточных производственных мощностей со стороны предложения можно отнести следующие:

1. Технологический прорыв в добыче сланцевого газа в США и последующее перенаправление газовых потоков, предназначенных для американского рынка, в другие страны.

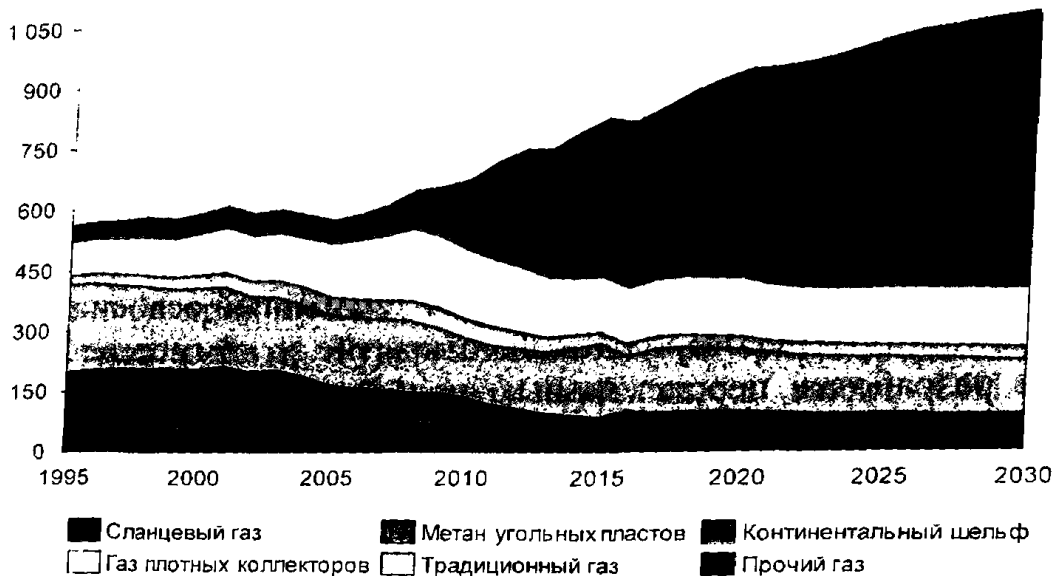
2. Промышленное применение технологий освоения нетрадиционных месторождений, открытие и коммерциализация разработки перспективных шельфовых месторождений, разработка метановых гидратов морского дна.

3. Эффект от снятия экономических санкций с Ирана на добычу.

4. Ввод новых заводов СПГ в США, Австралии, России, Малайзии и других странах, рост объемов торговли СПГ, появление технологии плавучих заводов СПГ (FSRU).

(1). Настоящей революцией, оказывающей влияние на структуру газовых торговых потоков, стало переключение в практическую плоскость разработки глубоководных месторождений углеводородов и добыча газа из низкопроницаемых коллекторов.

Масштабное промышленное производство сланцевого газа начала американская компания Devon Energy, впервые применив комбинацию наклонно-направленного бурения с протяженными горизонтальными участками и многостадийного гидроразрыва пласта на месторождении Барнетт в Техасе в 2002 г. Сегодня активно разрабатываются следующие формации со сланцевым газом и лёгкой нефтью низкопроницаемых коллекторов: Bakken, Eagle Ford, Barnett, Marcellus, Utica, Woodford и другие. Добыча нетрадиционного газа (сланцевый и газ плотных пород) достигла 515 млрд куб. м в 2015 г. против 150 млрд куб. м в начале 2000-х гг., их текущая доля в добыче составляет 65% (рис. 9).



**Рис. 9. Фактическая и прогнозируемая добычи сланцевого газа в США по свойствам коллекторов с 1995 по 2030 г., млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: Drilling Productivity Report /

US Energy Information Administration. // site of «EIA». – 2016. -

URL: <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/>

Революция в области добычи сланцевых пород стала результатом мультипликативного эффекта от коммерциализации и одновременного сведения нескольких существующих ранее технологий в единый механизм – трехмерной сейсмики, наклонного и горизонтального бурения, забуривания нескольких скважин из одного ствола, а также применения множественного гидроразрыва пласта. Более того, во-едино соединились технологическая возможность, экономическая целесообразность и институциональная простота освоения нового кластера энергетических ресурсов, широко до того известных, но коммерчески нерентабельных для разработки.

Кроме того, технологические инновации были бы невозможны без финансирования технологий на этапе НИОКР в течение 20 лет, которые затем были выкуплены бизнесом и отработаны в условиях месторождения<sup>1</sup>.

Поэтому освоение сланцевого газа в других регионах в среднесрочной перспективе, вероятно, будет иметь только локальные эффекты. Рассмотрим некоторые факторы, которые позволили США вовлечь в разработку огромные нетрадиционные газовые запасы:

1. Обильная ресурсная база.

2. Развитая финансовая система США, обеспечивающая наличие доступного и дешевого кредита и дающая возможность хеджирования и перестрахования рисков снижения цен. Благодаря этому в США сегодня действует несколько тысяч нефтегазовых компаний (в России небольших независимых нефтегазовых компаний в конце 1990-х гг. было всего 108).

3. Государственное налоговое стимулирование и софинансирование развития технологий на этапах НИОКР и опытно-промышленной эксплуатации, создание специальных центров и полигонов по отработке и коммерциализации технологий совместно с сервисными компаниями и научными институтами.

4. Разветвленная трубопроводная система с конкурентным доступом к свободным мощностям дает возможность любому производителю получать финансовый эффект от разработки новых месторождений.

5. Отсутствие штрафных санкций от возможных негативных экологических последствий, а соответственно издержек на получение разрешительных процедур.

---

<sup>1</sup> Конопляник А.А. Американская сланцевая революция: последствия необратимы / А.А. Конопляник // Страница д.э.п., проф. А.А. Конопляника. – 2016. URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/111Konoplyanik2014\\_05.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/111Konoplyanik2014_05.pdf)



Вследствие растущей в 2000-х гг. цены на газ Henry Hub, а также оптимизации издержек образовалась расширяющаяся зона рентабельности добычи. В 2004 и 2008 гг. уровень цен на газ достигал максимальных исторических значений - 9 долл./МТБЕ в сравнении с 2,5 долл./МБТЕ в 2016 г.

Тем не менее в целом газовая сланцевая индустрия долгое время жила в реальности низких цен, поэтому активность базовой добычи старых месторождений сохраняет свою рентабельность при любой цене. Для того чтобы с 2016 по до 2018 г. добыча газа сохраняла стабильный уровень, ввод новых скважин должен обеспечивать порядка 30% текущего производственного уровня. Данный показатель, тем не менее, гораздо ниже требуемого уровня для нефтяных скважин плотных коллекторов, где темпы падения добычи в первый год по скважине составляет порядка 70%. По данным Rystad Energy, основной вклад в рост добычи сланцевого газа будет происходить за счет ввода пробуренных, но незавершенных скважин (DUC) и новых скважин формаций Utica и Marcellus (Северо-Восточный регион США) – почти 50%. Вклад попутного нефтяного газа составит менее 20%<sup>1</sup>.

Единственным ограничивающим фактором дальнейшего прироста добычи газа (сланцевый газ, попутный газ нефтяных месторождений и газ плотных коллекторов, составляющие порядка 80% континентальной добычи США) является не рентабельность скважин, а инфраструктура. При условии, если будут построены новые трубопроводы в Северо-

---

<sup>1</sup> «Мировая нефтегазовая отрасль в условиях противостояния ОПЕК и сланцев США» / Rystad Energy // site of «Rystad Energy». – 2017. – URL: <https://communications.rystadenergy.com/acton/attachment/12327/f-02c71/-/-/-/-/%D0%A2%D0%B5%D0%B7%D0%B8%D1%81%D0%BD%D1%8B%D0%B9%20%D0%9C%D0%B0%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%B3%20-%20%D0%A1%D0%B5%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B0%D1%80%20-%20Rystad%20Energy%20-%20Artem%20Abramov.pdf?sid-TV2:DFcDwv5Z>

Восточной части США (в частности, в Пенсильвании и Западной Вирджинии), добыча продолжит расти опережающими темпами, хотя в целом существует тенденция запаздывания ввода новых газотранспортных объектов в сравнении с вводом скважин.

По нашему мнению, ключевой результат «сланцевой революции» уже был достигнут. В частности, основные торговые потоки СПГ из Алжира, Катара и других стран, ранее предназначавшиеся для рынка США, были перенаправлены на европейский рынок и премиальный рынок АТР. Сегодня добыча газа в США уже полностью покрывает внутренний спрос страны, а в 2016 г. с запуском первой очереди СПГ завода Sabine Pass первый американский газ в виде СПГ уже пришел на эти рынки – в целом за 2016 г. было экспортировано порядка 4 млн т сжиженного газа. Уже к 2020 г. планируется запуск 26 СПГ заводов преимущественно в США, а также в Австралии. Прогнозные мощности EIA по добыче позволят Америке экспортировать до 200 млрд куб. м газа к 2030 г. (см. рис. 9).

(2). В последнее время существенных показателей добычи газа плотных пород смогли добиться только США и Канада, доля которых в мировой сланцевой добыче в 2015 г. составляла 87 и 13% соответственно. В течение последних 5-7 лет первые коммерчески успешные проекты по разработке сланцевых залежей были реализованы в Китае и Аргентине, сланцевые ресурсы которых являются крупнейшими в мире (31,6 и 22,7 млрд куб. м соответственно)<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Shale gas production costs: historical developments and outlook / Insight\_e / site of Insight e, 2017. - URL: [http://www.insightenergy.org/system/publication\\_files/files/000/000/067/original/RREB\\_Shale\\_Gas\\_final\\_20170315\\_published.pdf?1494419889](http://www.insightenergy.org/system/publication_files/files/000/000/067/original/RREB_Shale_Gas_final_20170315_published.pdf?1494419889)

В Аргентине добыча сланцевого газа ведется на формации Vaca Muerta, на которую приходится порядка 40% нетрадиционных ресурсов страны. С 2010 г. на месторождении Loma Campana было пробурено и закончено 588 скважин, преимущественно вертикальных, а соответствующие расходы удалось снизить на 36% в период с 2011 по 2014 г. Пока что удельные расходы остаются значительно выше американских: в 2015 г. средние затраты на бурение и заканчивание горизонтальной скважины на Vaca Muerta составляли 11,2 млн долл. против 6,5-7,8 млн долл. на схожей по свойствам коллекторов формации Eagle Ford в США. При этом стоимость пропанга, составляющего порядка 50% затрат на заканчивание, в Аргентине существенно ниже. Страна также выигрывает от более низких затрат на водные ресурсы, являющиеся составной частью эксплуатационных затрат.

В результате в 2015 г. производство товарного газа Аргентины показало первый прирост с 2006 г. За счет коммерциализации добычи газа сланцевых формаций страна планирует полностью прекратить импорт СНГ к 2022 г. (по итогам 2015 г. зависимость от импорта составляла 23% потребления)<sup>1</sup>. Таким образом, при неизменном спросе среднегодовая добыча к этому моменту должна будет составить порядка 11 млрд куб. м.

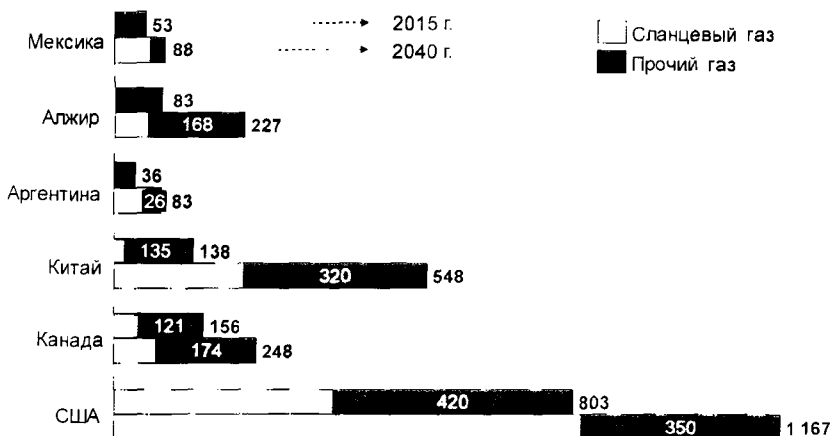
Китай имеет более амбициозные планы по наращиванию добычи сланцевого газа: в рамках 13-го Пятилетнего плана Китая установлена цель в 30 млрд куб. м к 2020 г. Страна запустила первые проекты по разработке сланцевых месторождений газа в 2011 г. и к 2015 г. пробурила более 700 скважин. В среднем за 2015 г. затраты на бурение и заканчивание в бассейне Сычуань варьировались в пределах

---

<sup>1</sup> Argentina seeking increased natural gas production from shale resources to reduce imports / International Energy Agency // site of IEA. – Paris: International Energy Agency, 2017. – URL: <https://www.cia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29912>

10,4-11,7 млн долл. на скважину, что сопоставимо с Аргентиной. Китайские национальные компании Sinopec и Petrochina, операторы первого коммерческого месторождения Fuling, сообщили, что ожидают снижение затрат на 40% до 8,1-9,7 млн долл. на скважину уже в 2017 г.

Текущий рост экономической эффективности достигается за счет сотрудничества с американскими сервисными компаниями (Halliburton, FTS International) в рамках совместных предприятий. Кроме того, китайское правительство с 2012 по 2015 г. субсидировало добычу сланцевого газа в размере 0,06 долл./куб. м, с 2016 до 2020 г. этот уровень будет постепенно снижаться до 0,03 долл./куб. м.



**Рис. 10. . Фактическая и прогнозируемая добычи газа плотных коллекторов по странам, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: International Energy Outlook // U.S. Energy Information Administration, 2016. –

URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=42-IEO2016&cases=Reference&sourcekey=0>

Согласно прогнозам Администрации энергетической информации США, добыча газа плотных коллекторов за счет 5 ключевых стран вырастет с текущих 420 млрд куб. м до порядка 1300 млрд куб. м к 2040 г., достигнув 23% глобального прогнозного производства газа (рис. 10).

В перспективе следующим технологическим прорывом после сланцевой революции может стать начало промышленной добычи газа метановых гидратов. Сегодня основным центром создания и отработки технологий разведки и добычи газовых гидратов является Япония. Государственная компания JOGMEC в консорциуме с японскими и американскими компаниями проводят пробное бурение на офшорных месторождениях Нанкай (Япония), Маллик (Канада), на склонах Северной Аляски и в Мексиканском заливе с 1999 г.<sup>1</sup> В марте 2013 г. при участии японских компаний JOGMEC и JAREX впервые была проведена успешная добыча газа в глубоких водах Чikuu, в течение 6 дней удалось достичь дебита скважины 20 тыс. куб. м/сут., что многократно превышало результаты предыдущих проектов<sup>2</sup>. Начало промышленной добычи газовых гидратов в Японии запланировано на 2018 г.

В долгосрочной перспективе может случиться кардинальное изменение центров добычи и торговых газовых потоков: крупнейшие страны-потребители газа имеют перспективы стать новыми центрами добычи. К их числу относятся Япония, Китай, Индия, США, Канада, Малайзия и пр. (рис. 11). В связи с этим можно предположить следующие экономические и геополитические эффекты в случае

---

<sup>1</sup> International Gas Hydrate Research // US Department of energy. – URL: [https://energy.gov/sites/prod/files/2014/04/f14/International\\_Review\\_USGS\\_Collett%5B1%5D.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2014/04/f14/International_Review_USGS_Collett%5B1%5D.pdf)

<sup>2</sup> Methane Hydrate Newsletter / Energy // NETL. – 2013. – URL: [https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/MHNews\\_2013\\_October.pdf](https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/MHNews_2013_October.pdf)

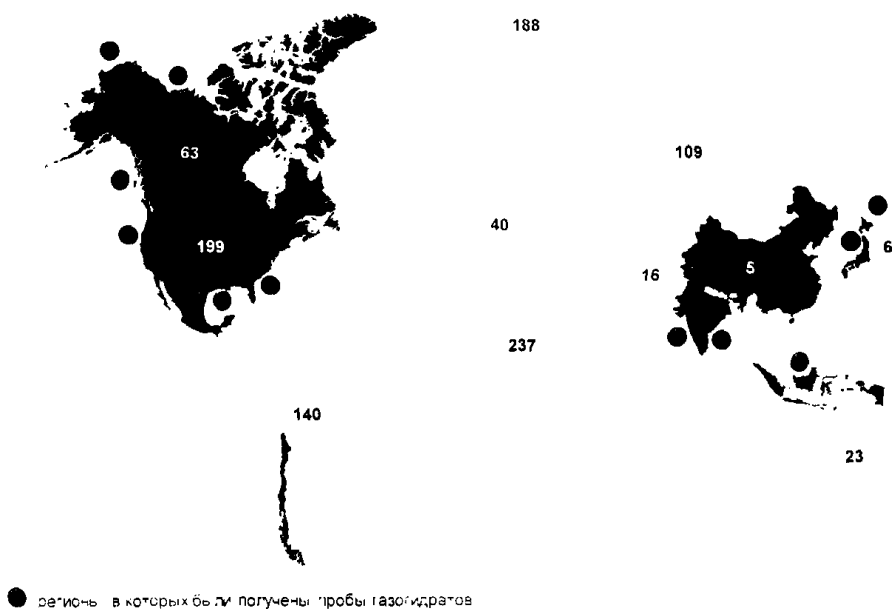
успешного старта промышленной добычи газогидратов в будущем:

1. Уменьшение транспортного плеча от месторождения до конечного потребителя, оптимизация логистики торговых потоков.

2. Повышение уровня энергетической безопасности импортозависимых стран.

3. Смягчение негативного воздействия на экологию и климат.

4. Социальные выгоды в виде появления новых рабочих мест и создания дополнительной стоимости.



**Рис. 11. Средневзвешенная оценка ресурсов газовых гидратов в мире, трлн куб. м**

Источник: составлено авторами по: Hydrate Energy International "Global Resource Potential of Gas Hydrate" // The Energy lab., 2011. - URL: <https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/MHNews-2011-12.pdf>

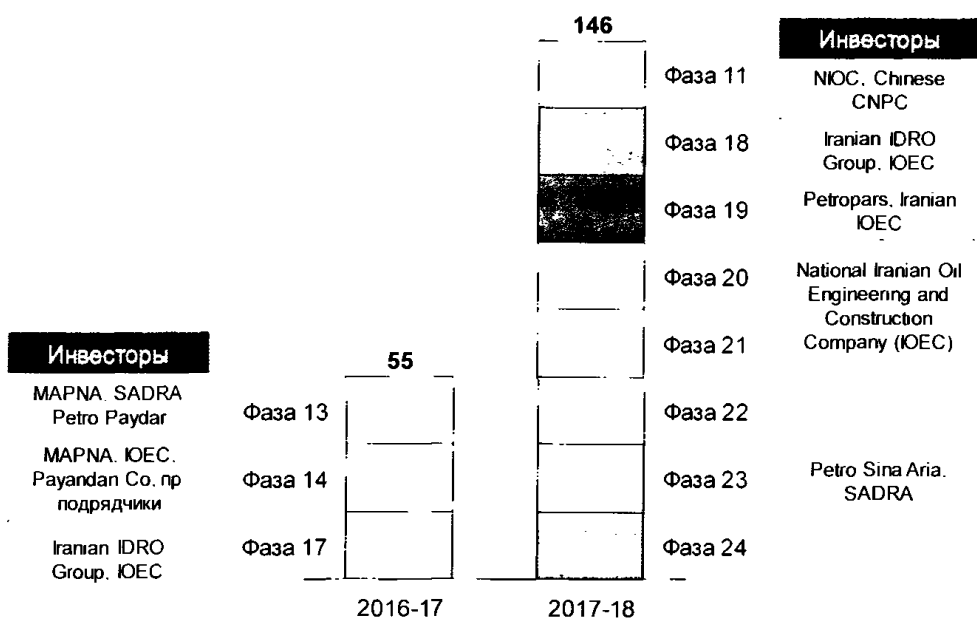
(3). Уже в среднесрочном периоде будут разблокированы значительные производственные мощности газа Ирана. По объемам доказанных запасов (около 34 трлн куб. м) Иран уверенно занимает первую позицию в мире. Вследствие международных экономических санкций потенциал газодобычи этой страны долгое время оставался нераскрытым. Тем не менее в течение периода действия санкций добычу товарного газа удалось нарастить с 79 млрд куб. м в 2002 г. до 185 млрд куб. м в 2015 г. за счет субсидирования внутреннего потребления (экспорт газа был ограничен турецким направлением). Стоит отметить, что помимо товарного газа валовая добыча включает в себя 32 млрд куб. м газа, используемого для закачки в нефтяной пласт, 15 млрд куб. м сжигаемого на факелах ПНГ и 23 млрд куб. м прочих потерь.

Сегодня львиная доля добычи газа (порядка 40%) формируется в рамках 13 работающих фаз на гигантском месторождении Южный Парс (географически объект охватывает территории Ирана и Катара). Приоритетной целью правительства является привлечение иностранных инвесторов для разработки оставшихся 11 этапов для достижения поставленной правительством цели по удваиванию товарной добычи до 391 млрд куб. м к 2020 г.<sup>1</sup> На данный момент эти этапы уже прошли стадию технико-экономической оценки и были проведены геологоразведочные работы. Для начала разработки исходный объем инвестиций в каждый этап должен составить около 1,5 млрд долл.<sup>2</sup>, а с момента произведения инвестиций первая добыча может стартовать в течение 2-3 лет.

---

<sup>1</sup> *Roberts J. Iran: Opportunities and Problems Await after Sanctions / J. Roberts // NATURAL GAS WORLD. URL: <http://www.naturalgaseurope.com/iran-opportunities-and-problems-27813>*

<sup>2</sup> *The South Pars project promises to be one of the mainstays of Iran's gas policy going forward // The Business Year, 2011. – URL: <https://www.thebusinessyear.com/iran-2011/the-race-is-on/focus>*



**Рис. 12. Потенциал прироста среднегодовых мощностей добычи Ирана за счет запуска новых фаз месторождения Южный Парс, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: Post-sanction Iranian Natural Gas // Cedigaz. "Post-sanction Iranian Natural Gas", 2016. – URL: <http://sam.az/uploads/PDF/2015-16%20kitablar/POST%20SANCTION%20IRANIAN%20NATURAL%20GAS%20PRODUCTION%20AND%20EXPORT%20POTENTIAL%20CHALLENGES%20AND%20OPPORTUNITIES.pdf>

При своевременном начале добычи всех запланированных фаз месторождения, прирост среднегодовых производственных мощностей к концу 2018 г. может составить до 200 млрд куб. м (рис. 12). Помимо Южного Парса, менее крупные офшорные газовые месторождения содержат 3,5 трлн куб. м извлекаемых запасов (38,52 млрд куб. м добычи в год). В период 2006-2007 гг. правительство Ирана



заклучало buyback контракты<sup>1</sup> на разработку фаз месторождений с зарубежными компаниями Китая и Малайзии: CNOOC и SKS, однако большинство инвестиций до сих пор не были финализированы.

Помимо офшорных месторождений иранское правительство предложило международным нефтяным компаниям разработку 15 наземных месторождений природного газа, начальный потенциал добычи которых составляет около 29 млрд куб. м в год<sup>2</sup>.

Для того чтобы увидеть высокую долю исполнения производственных планов Ирана, правительству придется предлагать международным нефтегазовым инвесторам более благоприятные условия контрактов взамен традиционным соглашениям обратного выкупа, что потребует определенного времени. Так, в мае 2017 г. Иран впервые выставил 49 нефтяных и газовых месторождений на тендер по новому типу контракта – так называемому IPC (Iran Petroleum Contract). Его условия отличаются от предыдущего тем, что зарубежные инвесторы имеют право собственности на определенную часть добытых УВС и соответственно могут самостоятельно их маркетировать на зарубежные рынки<sup>3</sup>. Кроме того, важным фактором неопределенности является вопрос дальнейшей политической стабильности региона и возможности окунаемости новых проектов в условиях низких цен на газ.

**(4).** Еще одной значимой предпосылкой потенциального роста предложения является планируемое расширение

---

<sup>1</sup> Buyback контракт – соглашение обратного выкупа, предоставляющее инвестору только право на возмещение затрат с определенным процентом доходности.

<sup>2</sup> 16 facts about Iran Petroleum Contract, details of offered fields / Trend // site of Trend News Agency, 2015. – URL: <http://en.trend.az/iran/business/2465682.html>

<sup>3</sup> Iran says increasing oil output by 3 mb/d possible / Azernews // site of Azernews, 2017. -URL: <https://www.azernews.az/region/113617.html>

производства СПГ, приводящее к увеличению гибкости торговли и ускоренной глобализации газовых рынков.

Основное количество природного газа, как и других углеводородных субстанций – нефти и нефтепродуктов (хоть и в меньшей степени), поставляется потребителям по трубопроводам как в России, так и за рубежом. Мировая система газопроводных магистралей имеет протяженность свыше 1 млн км. Однако по сравнению с трубопроводной транспортировкой нефти транспортировка газа значительно менее эффективна и обходится в 6-7 раз дороже, чем транспортировка нефти с той же энергетической ценностью. Капитальные затраты на строительство магистральных газопроводов составляют в среднем 1 млн долл. за 1 км. Для обеспечения процесса перекачки примерно через каждые 200 км необходимо устанавливать компрессорные станции для поддержания давления в газопроводе, потребляющие большое количество энергии.

В результате для удаленного потребителя стоимость природного газа существенно превышает себестоимость его добычи. Поэтому трубопроводная транспортировка природного газа на расстояние более 5 тыс. км считается нерентабельной.

Сложность транспортировки природного газа серьезно влияет на динамику его добычи и потребления. Это основная причина, препятствующая вовлечению в промышленную эксплуатацию тысяч давно открытых мелких месторождений во всем мире.

Около 55 лет назад впервые была реализована технология сжижения природного газа с последующей его транспортировкой в танкере до терминала по приему СПГ в стране назначения. Долгое время такой способ был достаточно капиталоемким как для производителя, так и для потребителя. Однако за последние десятилетия ситуация на рынке СПГ начала кардинально меняться.

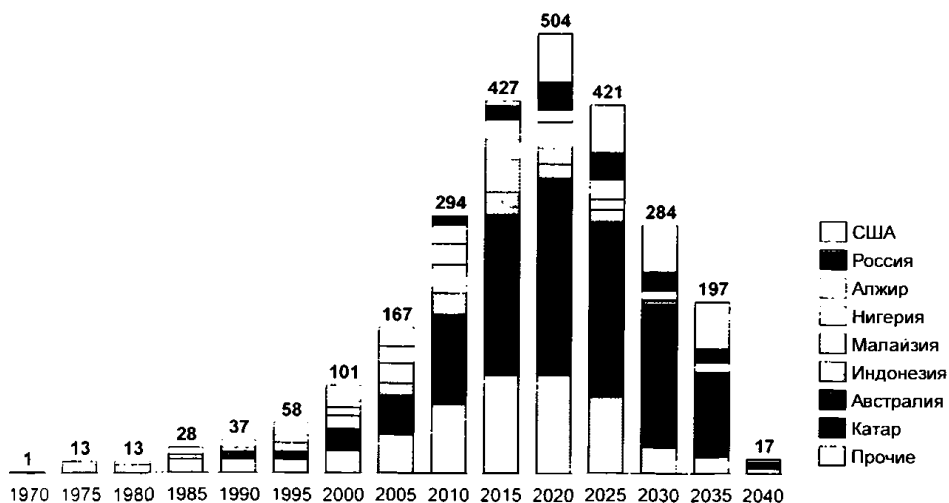
С точки зрения экономики, сегодня СПГ-поставки становятся рентабельными, начиная с расстояния от 2,5 тыс. км, и составляют высокую конкуренцию трубопроводному газу. То есть с точки зрения глобализации газового рынка именно СПГ позволяет расширить географические возможности поставок.

Этому способствует и рост внедрения достаточно новых технологий решений, таких как плавучие заводы и регазификационные станции. Основные перспективы первых связаны с удобной логистикой в случае разработки шельфовых месторождений, т.е. сжижение и погрузка газа в танк-контейнеры такой станции происходят в непосредственной близости от добывающей платформы, отсутствует необходимость создания сопутствующей трубопроводной инфраструктуры до побережья. На начало 2017 г. количество заявок на строительство плавучих заводов, особенно малой мощности, соответствует 267 млрд куб. м годового производства. При этом на стадии строительства находятся 4 проекта в Австралии, Малайзии и Камеруне суммарной годовой мощностью 15 млрд куб. м.

Плавучий терминал, в свою очередь, сокращает операционные издержки потребителя на аренду танкера. Из 439 СПГ танкеров 23 фрахтуются как плавучие.

По состоянию на 2016 г. было реализовано порядка 364 млрд куб. м газа в форме СПГ, что эквивалентно 33% мировой торговли газом. Экспорт СПГ сегодня осуществляется 19 странами (30% всех поставок пришлось на Катар) в направлении 39 стран-потребителей, а за последние 15 лет количество последних утроилось. При этом производственные мощности СПГ в несколько раз меньше приемных - 340 против 830 млн т, в связи с чем средняя утилизация мощностей регазификационных терминалов составляет всего 32%. В 2016 г. 28% СПГ торговалось на основе краткосрочных контрактов и спотовых сделок, за последние 6 лет их абсолютный объем удвоился. Тем не менее долгосрочные кон-

тракты продолжают составлять основу этого рынка, так как до сих пор инвестиции в строительство новых заводов продолжают возрастать, а операторы создают условия гарантии их возврата.



**Рис. 13. Объемы заключенных СПГ контрактов по странам-экспортерам, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: The LNG Industry in 2016 / International Group of Liquefied Natural Gas Importers // site of «GIIGNL». Neuilly-sur-Seine: International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2017. URL: [http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC\\_AREA/Publications/giignl\\_2017\\_annual\\_report\\_0.pdf](http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2017_annual_report_0.pdf)

Так, на 2015 г. было законтрактовано 427 млрд куб. м газа в сжиженном виде, почти половина контрактных обязательств приходится на Катар, Австралию и Индонезию (рис. 13). В целом доля физических поставок СПГ составляет порядка 80% от договорных объемов, что демонстрирует наличие избыточных ожиданий по спросу на момент подписания контрактов. К примеру, в период с 1999 по 2007 г. было заключено примерно 16 контрактов на поставку СПГ в США

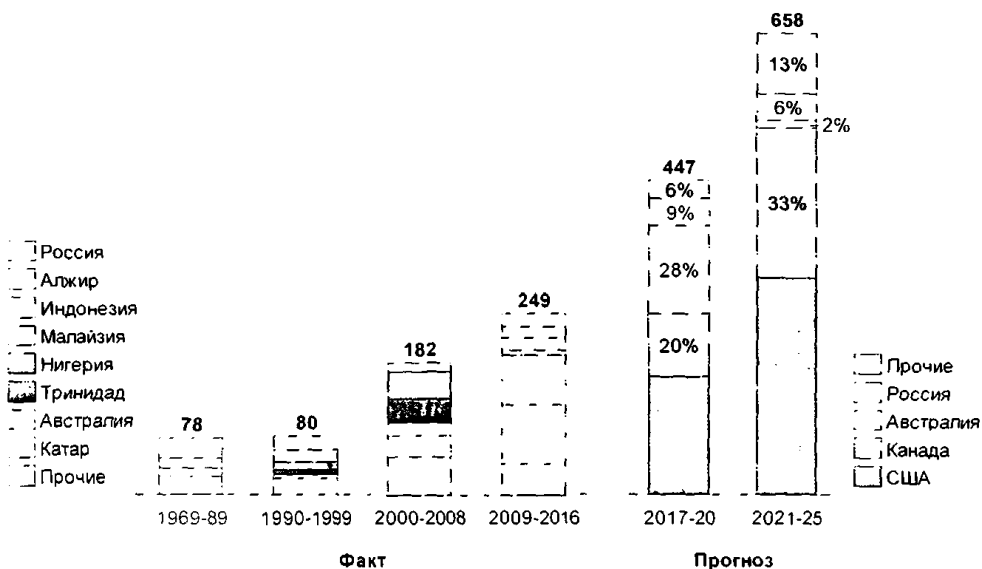
совокупным объемом 43 млрд куб. м, но фактически по большинству из них отгрузки так и не произошло из-за довольно быстрого насыщения американского рынка собственным газом.

Активному росту торговли СПГ в 2016 г. (+5% к 2015 г. относительно +0,5% в среднем за последние 4 года) способствовали вводы новых производственных мощностей в Австралии и Мексиканском заливе США, которые перекрыли выбытие мощностей с завода в Йемене, приостановленного по причине геополитической нестабильности. Тем не менее до сих пор самыми заметными производителями остаются Катар (30% глобальной торговли СПГ) и страны АТР (38%), такие как Малайзия, Индонезия, Австралия и прочие.

Основной спрос на СПГ исторически создавался азиатскими потребителями, такими как Япония, Китай, Южная Корея и Индия, и островными государствами, что связано с низкой экономической целесообразностью и геополитической возможностью строительства трансграничной трубопроводной инфраструктуры. По итогам 2016 г. на АТР приходилось 73% глобального импорта СПГ. Драйвером роста спроса на СПГ в последнее время является Китай, что связано с крупными вводами проектов газовой генерации электроэнергии, сохранением достаточно высоких темпов роста промышленной активности и низкими ценами на газ.

С другой стороны, экономически зрелые страны Европы, а также Япония и Южная Корея второй год подряд демонстрируют вялое падение импорта СПГ до 142 млрд куб. м в 2016 г. Примечательно, что Европа на фоне снижающейся потребности в газе продолжает сооружать новые терминалы по приему СПГ: по итогам 2016 г. их суммарные мощности превысили 390 млрд куб. м, что эквивалентно 80% европейского потребления газа и 100% импорта трубопроводного газа. Некоторые страны, не имеющие возможности строительства собственных терминалов, арендуют танкера для транспортировки, хранения и регазификации сжиженного

природного газа (к примеру, аренда норвежского плавучего терминала Independence в Литве).



**Рис. 14. Фактическая и прогнозная динамика мирового ввода новых мощностей по сжижению газа, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: The World Depends on Natural Gas / International Gas Union // site of «IGU». – Barcelona: International Gas Union, 2016. – URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item-field\\_file/103419-World\\_IGU\\_Report\\_FINAL\\_LR.PDF](http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/103419-World_IGU_Report_FINAL_LR.PDF)

Согласно заявленным планам компаний-операторов, вплоть до 2020 г. ввод новых заводов мощностью может практически удвоиться относительно предыдущих 7 лет и составить 447 млрд куб. м. (рис. 14). Высокая гарантия появления новой инфраструктуры существует у проектов, которые находятся на стадии строительства, – в настоящее время это порядка 40 технологических линий суммарной мощностью 267 млрд куб. м. Интересно, что более 80% сооружаемых мощностей базируются в США и Австралии.

Безусловно, в условиях низких цен на нефть многие проекты, не достигшие финального инвестиционного решения, претерпели изменения или были вовсе отложены. Наиболее чувствительными к вопросу конкурентоспособности поставок являются австралийские проекты. Их крупнейшие инвесторы, такие как Chevron, приоритетной целью ставят повышение финансовой отдачи от уже сделанных вложений. Из-за этого, в частности, были отменены проекты расширения технологических линий заводов Gorgon (4-я тех. линия) и Wheatstone (3-я тех. линия). Слабая экономика поставок СПГ Австралии в первую очередь обусловлена значительной себестоимостью добычи газа, так как ресурсной базой большинства заводов по сжижению являются дорогостоящие месторождения на шельфе, в несколько раз превосходящие традиционные по геологической сложности и капитальным затратам.

Иная ситуация характерна для рынка американского СПГ. Запустив свой первый завод СПГ в феврале 2016 г., местная компания-оператор Cheniere Energy уже в начале 2017 г. получила положительный финансовый результат. Гарантию окупаемости американские проекты получают за счет особых условий заключения контрактов, в отличие от традиционных практик.

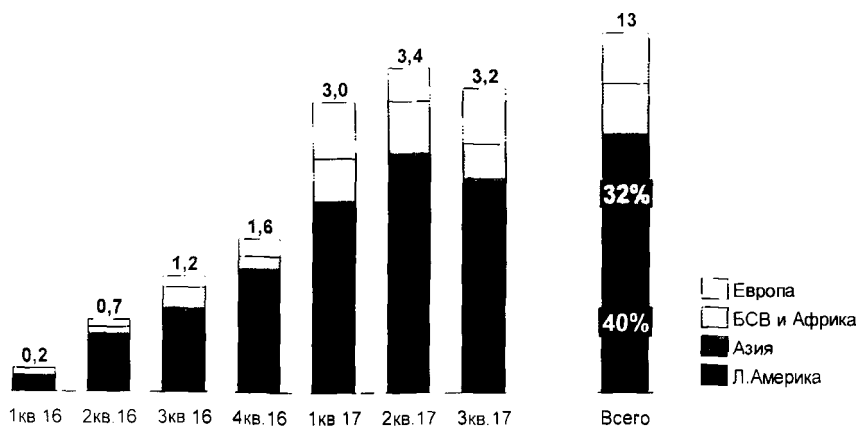
Согласно отчетности Минэнерго США, с момента запуска первого завода по производству сжиженного природного газа Sabine Pass в Мексиканском заливе (24 февраля 2016 г.) и по сентябрь 2017 г. включительно было отправлено 13 млн т СПГ<sup>1</sup> (менее 5 % мировой торговли СПГ).

Лидерами по закупкам американского СПГ в рассматриваемом периоде стали страны Латинской Америки, выбравшие 40 % экспорта. Необходимо отметить, что по ре-

---

<sup>1</sup> LNG Monthly 2017 - URL: [https://energy.gov/sites/prod/files/2017/11/f46/LNG%20Monthly%202017\\_1.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2017/11/f46/LNG%20Monthly%202017_1.pdf)

результатам 2016 г. на этот регион приходилась половина отпращенных из США объемов СПГ. В частности, первый покинувший Мексиканский залив газовоз был разгружен в Бразилии. Интересно, что в настоящее время у латиноамериканских компаний есть только один долгосрочный контракт на поставку американского голубого топлива (в 2015 г. чилийская Central El Campesino заключила соглашение за закупку 0,6 млн т СПГ сроком на 20 лет), но поставки по нему должны начаться только в 2020 г., поэтому весь пришедший в регион СПГ – это газ портфельных покупателей, искавших премиальные рынки сбыта. Помимо уже упомянутой Бразилии, ими оказались Мексика, Чили, Аргентина и Доминиканская Республика.



<sup>1</sup> квартал учитывается с 24 февраля – даты первого выхода СПГ США

**Рис. 15. Структура поставок американского СПГ в 2016-2017 гг., млн т**

Источник: LNG Monthly 2017 – . – URL: [https://energy.gov/sites/prod/files/2017/11/f46/LNG%20Monthly%202017\\_1.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2017/11/f46/LNG%20Monthly%202017_1.pdf)



Следующим по объемам закупок американского СПГ является Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР): 32 % экспорта СПГ из США были направлены в Японию, Южную Корею, Китай и Индию. Доля АТР в общих поставках СПГ из США по мере роста цен на газ в регионе последовательно увеличивается – в первом полугодии 2016 г. она составляла 14 %, во втором же выросла до 36 %.

Американский СПГ попадает в такие страны Ближнего Востока, как Кувейт, ОАЭ и Иордания (14 % экспорта США в рассматриваемый период), не имеющие долгосрочных контрактов на его покупку.

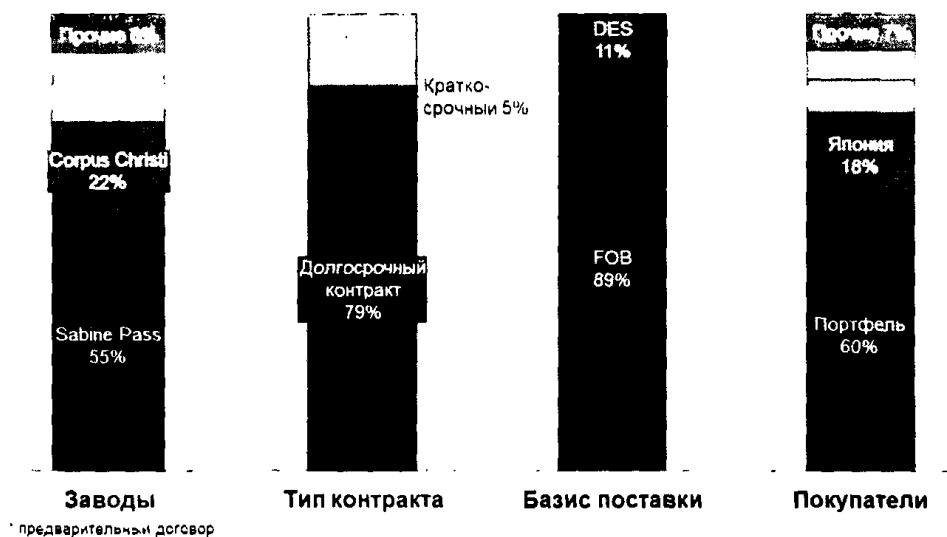
На Европу так же, как и на страны Ближнего Востока, приходится всего 14 % отгрузок СПГ из США (1,9 млн т). По состоянию на конец III кв. 2017 г. американский СПГ импортируют 9 европейских стран (Италия, Литва, Мальта, Нидерланды, Польша, Португалия, Испания, Турция и Великобритания). Лидерами по объемам закупок являются Турция (0,5 млн т), Испания (0,5 млн т) и Португалия (0,4 млн т). Испания и Португалия – страны, у которых нет долгосрочных контрактов на поставку трубопроводного газа из России.

Причина столь низких европейских показателей при абсолютной политической поддержке увеличения присутствия американского СПГ в Старом Свете по обе стороны Атлантического океана кроется в сравнительной экономической непривлекательности таких поставок, с одной стороны, и высокой конкуренции на газовом рынке ЕС – с другой.

На конец 2016 г. шестью строящимися заводами был подписан 41 контракт на пролажу американского СПГ общим объемом 47,8 млн т в год, из них 28 долгосрочных (15-20 лет), 2 краткосрочных (до 5 лет) и 11 предварительных соглашений на 7,7 млн т (Heads of agreement).

Современная американская модель СПГ-бизнеса отличается от классической. Традиционно производитель газа сжижает его на собственном заводе и в рамках долгосрочных контрактов продает потребителю на условиях DES, т.е.

транспортирует СПГ до рынка сбыта (рис. 16). Поэтому производство и поставки СПГ не останавливаются даже тогда, когда цены на внешних рынках не позволяют производителю и продавцу газа в одном лице возместить свои капитальные затраты.

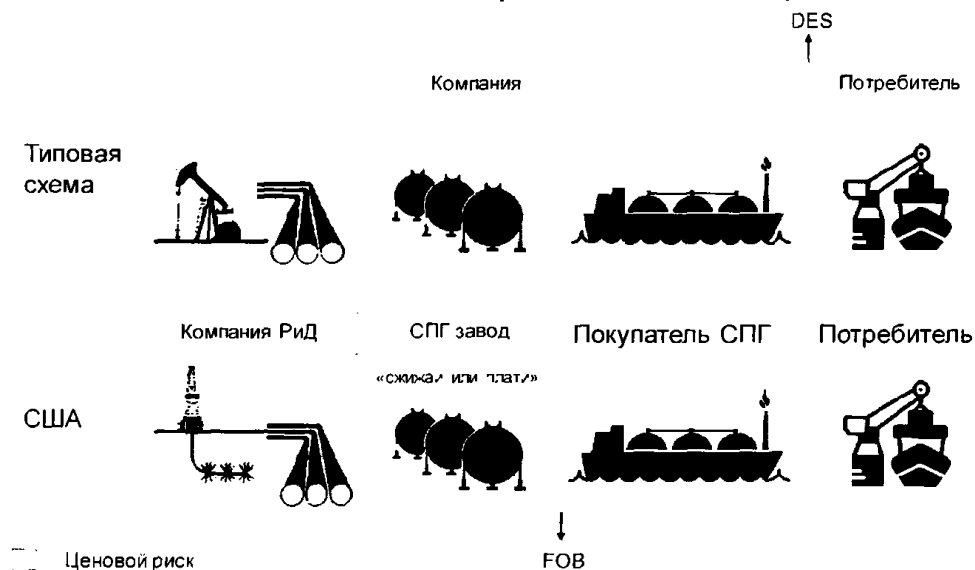


**Рис. 16. Контрактная структура американского СПГ по заводам, условиям и покупателям, %**

Источник: Белова М., Колбикова Е. Американский СПГ на мировых рынках: успех или фиаско? - URL: [https://vygon.consulting/upload/iblock/588/vygon\\_consulting\\_us\\_lng\\_2017.pdf](https://vygon.consulting/upload/iblock/588/vygon_consulting_us_lng_2017.pdf)

В США же производителем газа, владельцем завода по его сжижению и экспортером СПГ являются разные фирмы, причем в роли последних выступают неамериканские компании (рис. 17). Большинство (60 %) из них являются «портфельными покупателями», и, как компания Shell, имеющая большой пул покупателей по всему миру, будут направлять американский газ в регион с самыми привлекательными в

данный момент ценами. Так, в 2016 г. купленный в Луизиане газ компания направляла на покрытие своих долгосрочных обязательств в Латинской Америке, Индии и в Кувейте.



**Рис. 17. Участники производственно-сбытовой цепочки СПГ и ценовые риски**

Источник: Белова М.А., Колбикова Е.С. Итоги первого года. Текущая и будущая конкурентоспособность американского СПГ // Корпоративный журнал ПАО «Газпром». - 2017. - № 5. - С. 32-35. - URL: <http://www.gazprom.ru/!posts/08/441190/gazprom-magazine-2017-05.pdf>

Например, Cheniere Energy, собственник завода по производству СПГ Sabine Pass, закупает газ у местных производителей сланцевого газа, сжижает его и на условиях FOB реализует покупателям (Shell, Natural Gas Fenosa и т.д.). Альтернативная схема – предоставление своих мощностей будущим экспортерам СПГ (толлинг), которые самостоятельно закупают газ у американских добывающих компаний или участвуют в газовых upstream-проектах (KOGAS, Mitsubishi, Mitsui). У последних, а это в основном азиатские компании,

в соглашениях, как правило, прописан базис поставки DES (11% в структуре имеющихся американских контрактов).

Все экспортеры СПГ, производимого на Sabine Pass, в своих контрактах имеют условие «сжижай или плати», согласно которому покупатель вносит плату за сжижение независимо от того, будет он использовать мощности или нет. Таким образом Cheniere снимает с себя риски, связанные с неполной загрузкой своего завода, и все проблемы по продаже американского СПГ на внешних рынках перекладываются на таких экспортеров. Следовательно, ошибочно полагать, что при неблагоприятной ценовой конъюнктуре убытки несут американские производители газа или заводы СПГ. Первые продают газ трейдерам или заводам по цене Henry Hub + 15 % (логистическая надбавка за транспортировку). Вторые полностью переносят ценовые риски на его экспортеров.

Еще одной отличительной чертой американских СПГ-контрактов является то, что механизм ценообразования в них предусматривает не традиционную для СПГ нефтяную привязку, а конкуренцию «газ-газ» на рынке США, а именно определяемую спросом и предложением цену газа на Henry Hub.

Как раз такое контрактное нововведение и наличие существенного ценового дифференциала между рынками США, Европы и Азии привлекали покупателей американского СПГ. Наибольший объем газа – половина всего проданного на сегодня – был законтрактован в 2011–2012 гг. при имеющемся тогда среднем ценовом дифференциале 8 долл. / МБТЕ между США и Европой и 12 долл./МБТЕ между США и Японией (рис. 18). Первый танкер vyplыл из Мексиканского залива в конце февраля 2016 г., когда разница в ценах на газ между США и Европой упала до 2 долл./МБТЕ, а между США и Японией – до 4 долл./МБТЕ, т. е. реализовывать контрактные договоренности экспортеры американского СПГ должны были уже в менее привлекательных рыночных условиях.

Продавец	Завод	Покупатель	Формула	Дата подписания
США	Sabine Pass	BG	$\text{Henry Hub} * 1,15 + 2,25$	2011
США	Sabine Pass	BG	$\text{Henry Hub} * 1,15 + 3$	2012
США	Corpus Christy	Endesa	$\text{Henry Hub} * 1,15 + 3,5$	2014
Австралия	GLNG	Petronas	$\text{JCC} * 0,1485 + 1$	2011
Австралия	Ichthys	Япония	$\text{JCC} * 0,1455$	2012

$\text{Henry Hub} * 1,15 + 3$   
 ↓            ↓            ↓  
 индекс    надбавка    премия

**Рис. 18. Типовые формулы в заключенных СПГ-контрактах**

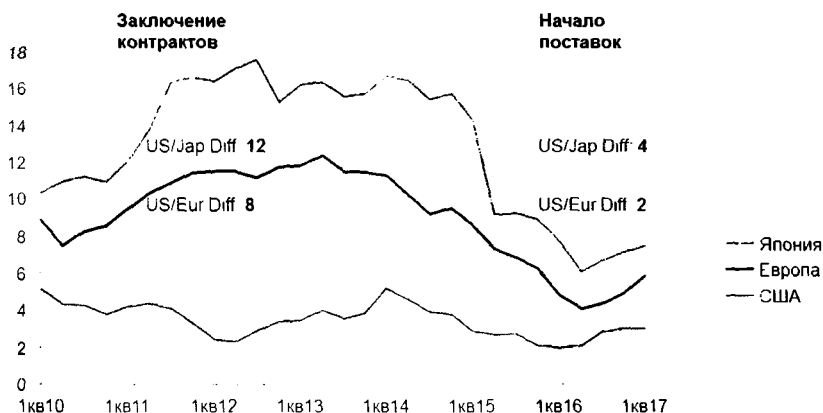
Источник: *Колбикова Е.С. Американский СПГ: сколько, куда, почём? // Нефть России. 2017. - Май-июнь. С. 49-52. -*

URL: <https://neftrossii.ru/docs/magazines/NR/2017/NR-2017-5-6.pdf>

Размер прибыли или убытка экспортера зависит от того, будет ли его чистый доход от реализации газа с законтрактованных мощностей по сжижению на конечном рынке выше или ниже расходов на покупку газа на внутреннем рынке США и сжижение, а также транспортных расходов. Стоимость приобретения рассчитывается как сумма цены Henry Hub и условных затрат на транспортировку газа от базисного пункта (хаба) до СПГ-завода (в действующих контрактах принимается на уровне 15 % от цены Henry Hub).

Доходность экспортера в основных регионах оценивается на примере трех стран – Бельгии, Китая и Бразилии. Выбор Бельгии обусловлен тем, что эта страна импортирует газ как по трубе, так и в виде СПГ. Кроме того, она имеет свой ликвидный газовый хаб, цены которого взаимосвязаны

с индексами европейской системы торговых площадок и могут служить индикатором для западной части континентальной Европы, которая входит в зону интересов ПАО «Газпром». Китай, являющийся перспективным рынком сбыта для российского газа, по итогам 2016 г. стал крупнейшим в АТР государством, импортирующим СПГ из США. Бразилия, в свою очередь, стала первой страной, куда были осуществлены поставки американского газа. Расчет производился исходя из усредненных фактических показателей за 2016 г.



**Рис. 19. Динамика цен на газ на региональных рынках (долл./МБТЕ) и основные события в истории СПГ США**

Источник: World Bank Commodities Price Forecast // World Bank, 2017. – URL: <http://pubdocs.worldbank.org/en/484911509640161927/CMO-Pink-Sheet-November-2017.pdf>

В 2016 г. внутренняя цена на газ Henry Hub находилась на самом низком уровне с начала 1990 гг. -- 2,5 долл./МБТЕ.

Транспортные издержки в 2016 г. составляли ничтожную долю в импортной цене СПГ, при этом дифференциал транспортного плеча между Европой и Азией минимален

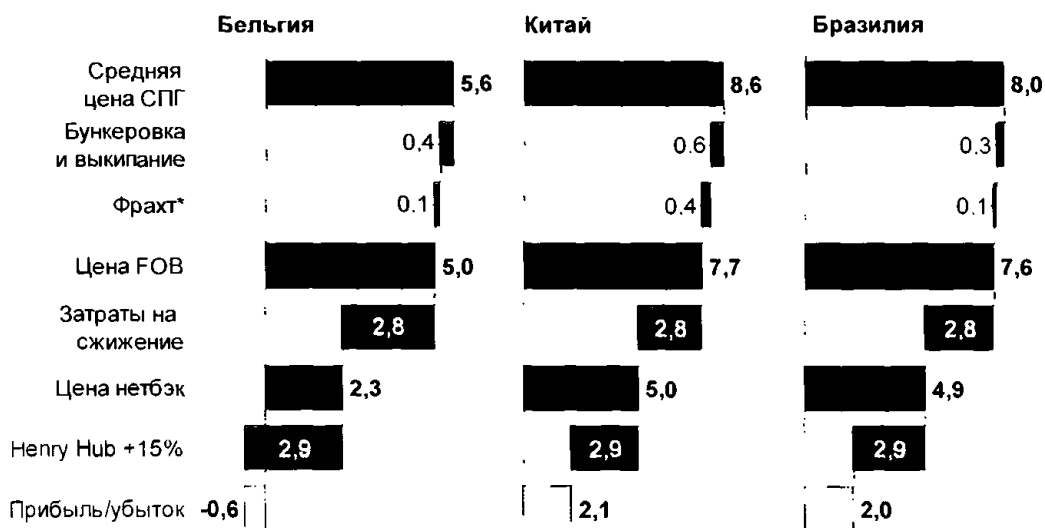
(0,4 долл./МБТЕ), несмотря на то, что расстояние до Китая превышает дистанцию до европейских стран примерно вдвое, а в азиатском направлении также уплачивается тариф за провоз груза через Панамский канал. Это свидетельствует о значительной гибкости американского СПГ, по итогам 2016 г. способного при сопоставимых расходах доплыть в любую точку мира.

Резкое удешевление транспортных затрат происходило на фоне нескольких факторов. Во-первых, суточные спотовые ставки за фрахт газовоза начиная с 2012 г. непрерывно снижались. Это произошло вследствие переинвестирования в развитие танкерного флота. Падение цен на нефть оказалось неожиданностью для заказчиков судов, которые ранее ориентировались на заявленные сроки проектов СПГ-заводов и приемных терминалов, многие из которых впоследствии были перенесены. Избыток предложения на рынке судов СПГ до сих пор оказывает существенное давление на фрахтовые ставки, которые упали с рекордных значений в 160 тыс. долл./сут. в первой половине 2012 г. до примерно 30 тыс. долл./сут. в 2016 г. Таким образом, если еще в начале 2013 г. доля фрахта составляла около 50 % всех транспортных затрат, то в настоящее время это всего 20 %, или 0,1-0,2 долл./МБТЕ.

Во-вторых, падение цен на нефть также оказало непосредственное влияние на стоимость топлива для бункеровки танкера, которая сократилась более чем вдвое. По сути, практически неизменной осталась только часть топливных затрат, связанная с использованием двигателем паров газа, получаемых в результате выкипания СПГ (обычно доля испарения в кипящем слое в сутки составляет примерно 0,15 % от объема груза), дополняющих мазут в качестве топлива.

Расходы на сжижение составляют львиную долю всех затрат, которые несет экспортер, -- около 80 %. Их размер индивидуален для каждой компании и прописывается заранее в долгосрочном контракте. Получается, что потенциаль-

ный эффект масштаба, который может произойти в течение следующих 20 лет (срок действия контракта) и снизить удельные капитальные затраты, не учитывается сторонами соглашения, что впоследствии оборачивается риском для покупателя/арендатора мощности.



\* Стоимость фрахта включает в себя тариф Панамского канала для азиатского направления

\*\* Экспортный нетбэк рассчитывается как средняя цена реализации СПГ на конечном рынке минус транспортные затраты и расходы на сжижение газа

**Рис. 20. Факторы изменения цены нетбэк при поставке СПГ США в Европу, Азию и Латинскую Америку, долл./МБТЕ**

Источник: Белова М., Колбикова Е. Американский СПГ на мировых рынках: успех или фиаско? – URL: [https://vygon.consulting/upload/iblock/588/vygon\\_consulting\\_us\\_lng\\_2017.pdf](https://vygon.consulting/upload/iblock/588/vygon_consulting_us_lng_2017.pdf)

Несмотря на ряд благоприятных условий со стороны танкерных перевозок и исторически низкий уровень цен Henry Hub, поставки американского СПГ в Европу в среднем по 2016 г. были убыточными. Бразилия и Китай, находящиеся практически на равной удаленности от Мексиканского



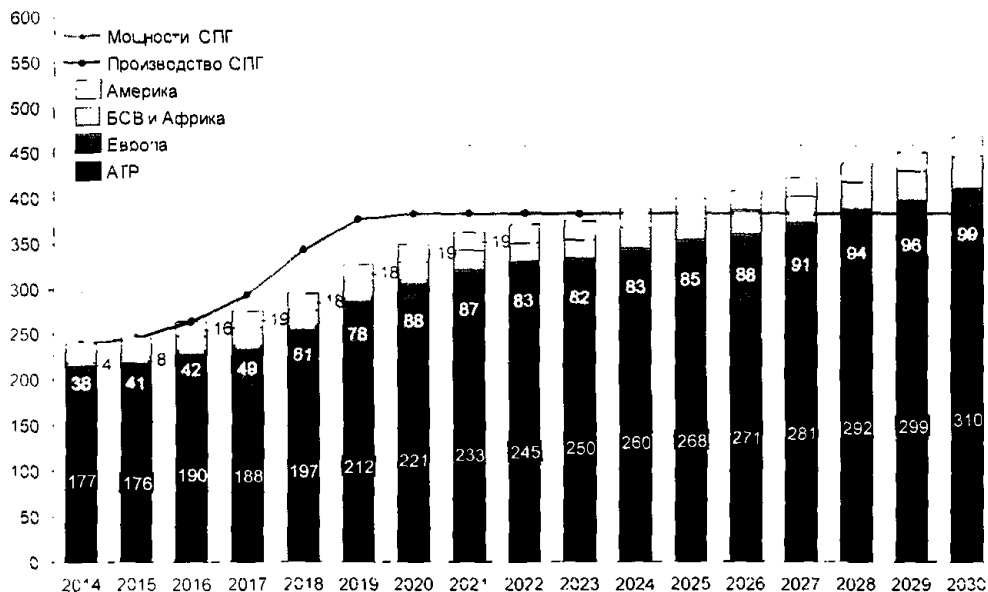
залива, принесли экспортеру прибыль в размере 2 долл./МБТЕ за счет более высокого уровня цен на рынке сбыта.

Значительное снижение средних импортных цен на газ в Европе привело к тому, что американский СПГ оказался неконкурентоспособен по сравнению с трубопроводным газом, а объемы его поставок на этот рынок минимальны. И это несмотря на то, что начало поставок американского газа сопровождалось массовой рекламной кампанией, в рамках которой первые лица США заявляли, что теперь каждая европейская страна может купить американский газ. Примечательно, что единственной стороной, несущей убытки, оказываются европейские компании, которые вынуждены решать логистическую задачу по размещению законтрактованных объемов.

Альтернативным вариантом для них являются перепродажи объемов на спотовом рынке или переуступка части контрактов на мощности. В 2014 г. так поступила корейская компания KOGAS, перепродавшая французской Total 0,7 млн т мощностей завода Sabine Pass, поскольку ей не нужны были эти объемы для собственных нужд в Южной Корее. В любом случае, отсутствие в контракте пункта о «destination clause», означающего запрет на реэкспорт, позволяет европейским компаниям оптимизировать затраты, организуя поставки в другие страны. Позволить себе не использовать купленные мощности в США, уплачивая при этом затраты по сжижению, было бы возможно только при уровне средних цен импорта СПГ в 3,4 долл./МБТЕ в Европе и 3,8 долл./МБТЕ в АТР. Однако снижение стоимости газа на данных рынках до такого уровня маловероятно.

Около половины поставляемого в Европу СПГ из США покупается странами, у которых нет контрактов на покупку российского газа (прежде всего Испания и Португалия). Для большинства же европейских стран американский газ не является реальной альтернативой трубопроводным поставкам ПАО «Газпром», которые второй год подряд обновляют свои

исторические максимумы экспорта в западном направлении. В 2016 г. цена реализации газа ПАО «Газпром» в дальнем зарубежье была на 36 % ниже указанной выше расчетной цены американского СПГ в Европе. Поэтому при текущих ценах на нефть российский газ, продаваемый в основном по цене нефтяной привязки, выигрывает в конкурентной борьбе с американским СПГ.



\* Прогноз предложения рассчитан с учетом 100% утилизации вводимых строящихся мощностей заводов СПГ

**Рис. 21. Прогноз спроса, предложения и мощностей СПГ в мире\***

Источник: составлено авторами.

Если говорить о перспективах за 2020 г., даже если больше ни один завод по сжижению газа в мире не перейдет в стадию строительства, при условии проектного уровня загрузки вновь вводимых технологических линий, близкого к 100%, на рынке будет наблюдаться избыток предложения СПГ вплоть до 2024 г.

На деле же можно ожидать более существенного снижения загрузки действующих заводов, условия продажи газа которыми менее привлекательны для покупателей. СПГ же со строящихся в настоящее время производственных линий, контракты на продажу которого заключались уже в период низких цен на нефть, будет наиболее востребован рынком; также покупатели будут вынуждены отбирать газ с проектов, где в качестве условий его отбора предусмотрен пункт «сжижай или плати»<sup>1</sup>.

Таким образом, в условиях формирующегося системного переизбытка газа, с учетом всех изложенных выше факторов, именно изменения текущего спроса будут отражать ключевые рыночные тенденции.

К факторам, способным существенно повлиять на газовый **спрос**, мы отнесли следующие:

1. Рост потребления газа в странах АТР.

2. Прорыв в политике декарбонизации<sup>2</sup> развитых экономик.

3. Межтопливная конкуренция в энергетическом секторе.

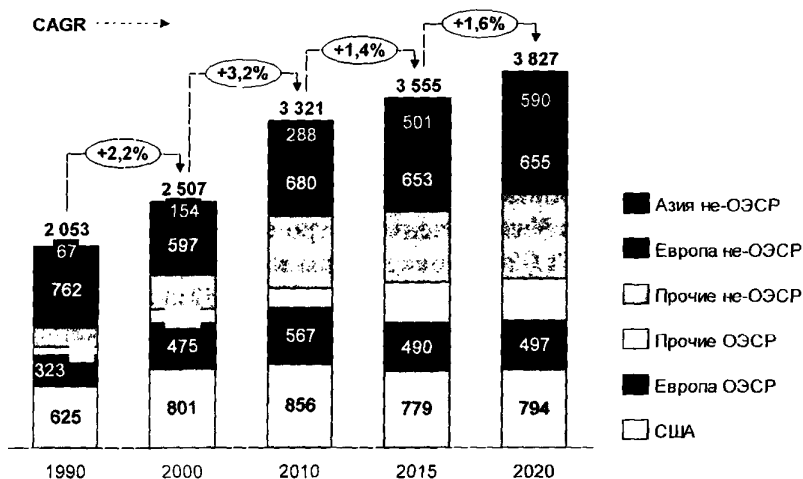
В 2015 г. спрос на газ так и не смог достичь докризисных темпов роста 2007 г., во многом коррелируя со стагнирующими экономиками развитых стран. Если в первую декаду XXI в. среднегодовой прирост потребления составлял 3,2%, то за последние 5 лет этот показатель находился в районе 1,4% (рис. 22). Более того, по объемам потребления газа страны не-ОЭСР уже в 2010 г. превысили суммарный спрос развитых стран преимущественно за счет Китая, Индии и стран Ближнего Востока. По прогнозам Международного энергетического агентства, 80% дополнительного спроса на

---

<sup>1</sup> *Выгон Г.В.* Есть ли ниша для российского СПГ? URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/est-li-nisha-dlya-rossiyskogo-spg/>

<sup>2</sup> Отказ от использования ископаемого топлива.

газ поступит со стороны стран не-ОЭСР к 2035 г., которые имеют шанс стать главным центром потребления<sup>1</sup>.



**Рис. 22. Динамика спроса на газ в странах ОЭСР и развивающихся странах в период с 1990 по 2020 г., млрд куб. м**

Источник: Medium-Term Gas Market Report 2015 / International Energy Agency // site of IEA. - Paris: International Energy Agency, 2015. - URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MediumTermGasMarketReport2015.pdf>

Развивающиеся страны Азии исторически осуществляли добычу газа на собственной территории, но неизбежно имело место истощение традиционных месторождений, в связи с чем сегодня эти страны становятся главным рын-

<sup>1</sup> World Energy Outlook 2015 / International Energy Agency // site of IEA. - Paris: International Energy Agency, 2015. - URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>

ком сбыта для мировых экспортеров. В связи с растущим уровнем экономического благосостояния регион нуждается в оперативном развитии газотранспортной инфраструктуры, что создает большие перспективы для запуска новых объектов газопотребления.

Потребление газа в Китае сегодня имеет потенциал роста как нигде в мире. В области производства электроэнергии доля использования газа составляет всего лишь 3%, что значительно ниже не только развитых, но и развивающихся стран Азии. В результате взрывного роста промышленности в начале 2000-х гг. Китай очень быстро стал мировым лидером по выбросам CO<sub>2</sub> и двуокиси серы в атмосферу вследствие высокой угольной генерации (порядка 72% выработки энергии в стране). Обеспокоенность экологией, отраженная в правительственных инициативах, будет в значительной степени стимулировать замещение природным газом угля в энергетике и нефти в автотранспорте. В рамках 13-го пятилетнего плана правительство КНР предполагает заместить 189 тыс. т производимого угля 45-ю млрд куб. м газа до 2020 г.<sup>1</sup> В случае реализации заявленных целей потребление газа может составить 297-342 млрд куб. м к 2020 г. относительно 213 млрд куб. м в 2016 г. Кроме того, в среднесрочной перспективе Китай имеет низкие возможности собственной добычи как традиционного, так и сланцевого газа, что создает условия для экспорта в Китай.

С другой стороны, начиная с 2014 г. страна показывала самые слабые темпы роста ВВП (7%) последних 25 лет, за 7 лет произошло их двукратное сокращение. Согласно среднесрочным прогнозам Международного валютного фонда.

---

<sup>1</sup> The 13th five-year plan for economic and social development of the People's Republic of China // site of National Development and Reform Commission (NDRC). People's Republic of China. – URL: <http://en.ndrc.gov.cn/newsrelease/201612/P020161207645765233498.pdf>

данный показатель будет снижаться и в дальнейшем и к 2020 г. достигнет 6,3%<sup>1</sup>.

Другой перспективной страной Азиатского континента с точки зрения потребления газа является Индия. Около 50% энергетических потребностей этой страны покрывается за счет угольной генерации, поэтому для нее также характерны высокие проблемы с экологией, поэтому она имеет все шансы нарастить внутреннее газовое потребление в относительно короткие сроки и к 2030 г. стать вторым потребителем газа в АТР после Китая. Пока доля газа в топливно-энергетическом балансе страны составляет всего 8%<sup>2</sup>. Что касается объемов импорта, то уже к 2020 г. стране может потребоваться порядка 60 млрд куб. м газа<sup>3</sup>.

С прошлого века европейские страны являлись ведущими потребителями газа и единственным внешним рынком сбыта российского газа. В середине 2000-х гг. европейский рынок газа завершил 40-летний период продолжительного прироста потребления и до 2014 г. имел практически постоянный понижающийся тренд. Длительный период высоких цен на газ, особенно в 2011–2014 гг., стимулировал европейское политическое руководство отдать полный приоритет неископаемым источникам энергии для борьбы с экономически эффективной угольной генерацией. Помимо выхода множества правительственных целей по декарбонизации практически во всех сферах конечного потребления углеводородов, была также введена плата за выбросы CO<sub>2</sub> в атмо-

---

<sup>1</sup> World Economic Outlook 2015 / International Monetary Fund. - Washington: International Monetary Fund, 2015. - URL: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015/01/pdf/text.pdf>

<sup>2</sup> World Energy Outlook 2014 / International Energy Agency // site of IEA. - Paris: International Energy Agency, 2014. - URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2014/>

<sup>3</sup> Белова М. О перспективах развития газового рынка Индии и месте российского голубого топлива / М. Белова // сайт информационного агентства «РБК». - М.: «РБК». - URL: <http://tek360.daily.rbc.ru/articles/15/>

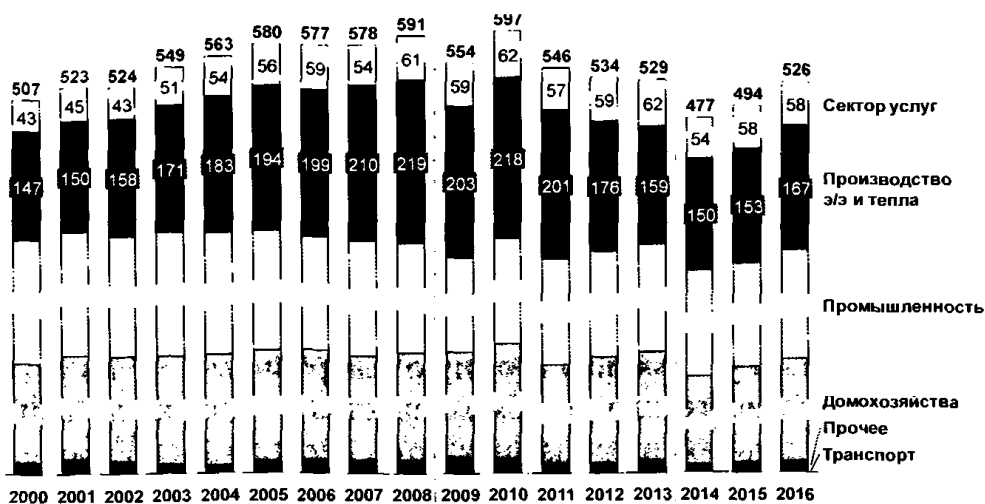
сферу, предоставлен ряд фискальных льгот для генерации на базе ВИЭ. Таким образом, политическое сообщество не относит природный газ к перспективному виду топлива несмотря на его экологичность.

Активизация мероприятий по декарбонизации в последние годы значительно набирает обороты: финансовые институты отказываются кредитовать углеродоемкие проекты, крупнейшие энергетические компании планируют полный или частичный уход от угольной добычи в пользу наращивания «чистой энергии» (пр. Shell, TOTAL<sup>1</sup>), а многие инвесторы с учетом текущих событий оценивают углеводородные проекты как высокорискованные. Непосредственный эффект на потребление ископаемого топлива в перспективе может оказать решение стран «большой семерки» о полном отказе от использования нефти, газа и угля к концу XXI в., принятое в ходе саммита G7 от июня 2015 г., а также ратификация Парижского соглашения Европейским парламентом в конце 2016 г. пришедшего взамен Киотского протокола.

Историческую динамику потребления газа можно разделить на 3 этапа: рост, падение и восстановление. До 2008 г. рост спроса на газ происходил на фоне активного строительства и модернизации газовых генерирующих мощностей для замещения угля, нефти и нефтепродуктов в электроэнергетике, увеличения числа домохозяйств. В 2010 г. Европа вышла на пиковые значения потребления газа – 597 млрд куб. м, к которым после кризиса до сих пор не вернулась. Вследствие высокой стоимости импорта газа и обострения экономических и структурных проблем в последующие 4 года потребность в газе неуклонно снижалась и в 2014 г. составила всего лишь 477 млрд куб. м.

---

<sup>1</sup> Total, Shell exit coal mining / Cecilia Jamasmie // MINING news. 2015. -- 2 June. --Vancouver: MINING, 2015. URL: <http://www.mining.com/total-shell-exit-coal-mining>



**Рис. 23. Динамика потребления газа в Европе по конечным секторам, млрд м<sup>3</sup>**

Источник: Eurostat Final energy consumption by sector Dataset // site of Eurostat. - URL: <http://en.ndrc.gov.cn/newsrelease/201612/P020161207645765233498.pdf><http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/tsdpc320>

Начиная с конца 2015 г. газ улучшал свои конкурентные позиции относительно угля в электрогенерации, и наконец с мая 2017 г. он стал выигрывать межтопливную конкуренцию. В результате в период с 2014 по 2016 г. спрос на газ начал восстанавливаться преимущественно за счет роста производства электроэнергии и тепла. Падение цен на углеводороды (УВС) практически в 2 раза в 2015 г. и их вероятное сохранение в обозримой перспективе является опорной точкой в начале восстановления спроса. В целом потребление газа в Европе увеличилось на 49 млрд куб. м и достигло 526 млрд куб. м, в том числе и на фоне аномальной погоды в регионе.

В электроэнергетике потребление газа определяется в основном ценой переключения с угля на газ. В текущем де-



десятилетия газ проигрывал межтопливную конкуренцию углю, но в начале 2017 г. за счет падения цены газа был достигнут паритет с ценой переключения. Поэтому в перспективе конкурентоспособность газа в электроэнергетике будет расти, в том числе за счет увеличения цен за выбросы CO<sub>2</sub>. Несмотря на то, что в Европе применяются разнообразные схемы поддержки ВИЭ и своевременно достигаются законодательно закреплённые цели по доле чистой энергетики, газ будет замещать угольную и атомную генерацию.

Электроэнергетика и домохозяйства – два ключевых сектора, формирующих динамику потребления газа в Европе, в 2014–2016 гг. они определили 73% его роста. Падение потребления газа в промышленности с 2000-х гг. связано с постоянным снижением промышленной активности независимо от общего роста или падения спроса.

Выработка электроэнергии на газе имеет высокую корреляцию с ВВП и прогнозом межтопливной конкуренции, поэтому именно эти факторы будут определять потребление газа в электроэнергетике. Потребление газа в домохозяйствах будет расти на фоне увеличения численности населения, несмотря на рост энергоэффективности. Промышленность – единственный сектор, где будет наблюдаться падение спроса на газ за счет фактора энергоёмкости. Потребность в дополнительных объемах газа в Европе к 2030 г. оценивается на уровне 30 млрд куб. м, что будет способствовать формированию рыночной ниши для нового газа, в том числе российского.

В условиях избытка заявленных производственных мощностей газа на рынке, на динамику его потребления в мире, а, следовательно, и на объемы экспорта российского газа будут оказывать существенное влияние факторы экономического развития текущих и перспективных регионов сбыта, развития межтопливной конкуренции, газовой инфраструктуры, соотношение среднего уровня импортных цен этих рынков со стоимостью поставок российского газа по новым проектам.

## **Выводы:**

1. Зарубежные газовые рынки претерпевают существенные изменения в части организации цепочки их функционирования, в развитых экономиках преимущественно реализуется дезинтеграция газовых монополий и либерализацию рынка. Развивающиеся страны, напротив, следуют принципам институционального подхода, отводя высокую роль государственному регулированию. Но в целом для всех стран характерно формирование региональных газовых интеграций.

2. Тренд по росту заключения контрактов на основе цены нетбэк и конкуренции «газ-газ», в рамках которых цена формируется в результате торгов на специализированных торговых площадках, говорит о том, что сегодня мировой газовый рынок становится рынком покупателя, где в условиях жесточайшей конкуренции производители борются за рынок сбыта, а потребители устанавливают свои условия.

3. Классическими примерами, когда для всех объектов реформирования были выбраны наиболее либеральные формы реализации, являются США и Великобритания. Другие экономически развитые страны, в частности, страны континентальной Европы (Германия, Италия, Франция и пр.), Япония и Республика Корея осуществляли реформирование в рамках модели частичной или консервативной либерализации.

4. В рамках реализации Третьей газовой директивы ЕС происходит постепенное распространение опыта наиболее радикального реформирования национального газового рынка в Великобритании на другие страны ЕС. С другой стороны, под влиянием сланцевой революции в США, позволившей установить и поддерживать в течение 2008-2016 гг. предельно низкие оптовые цены на газ на внутреннем рынке, опыт либерализации газовой отрасли США стал вызывать широкий интерес в развивающихся странах, в том числе в странах АТР.

## Глава 2

# СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ РЫНКОВ ГАЗА СТРАН – ЧЛЕНОВ ЕАЭС

---

Евразийский экономический союз, начавший функционировать с 1 января 2015 г., одной из стратегических целей поставил создание общего рынка газа<sup>1</sup>. В настоящее время в ЕАЭС входят пять стран: Россия, Белоруссия, Казахстан, Армения и Киргизия. Доля ЕАЭС в мировой добыче газа составляет 18,4%, занимая второе место после США. Доля России в общей добыче стран ЕАЭС составляет 93%, Казахстана – 6,6% и менее 0,5% приходится на Белоруссию, Армению и Кыргызстан.

В связи с этим, прежде чем формулировать предложения по формированию концепции общего рынка газа ЕАЭС, представляется необходимым проанализировать организацию и направления развития рынков газа стран – членов ЕАЭС, а также сложившиеся между ними отношения на этом рынке. Анализ мы начинаем с России, одного из крупнейших газовых игроков не только на евразийском пространстве, но и в мире.

---

<sup>1</sup> «Договор о Евразийском экономическом союзе» (Подписан в г. Астане 29.05.2014) (ред. от 08.05.2015). – М.: Консультант Плюс, 2012. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=186332&fld=134&dst=1000000001.0&rnd=0.9527018267312615#0>

## **2.1. Текущее состояние и вызовы российской газовой отрасли на внутреннем и внешнем рынках**

### **2.1.1. Позиция России на внешних рынках газа**

Сегодня Россия занимает важные позиции в мировом газовом балансе. По объему разведанных запасов она находится на втором месте после Ирана, обеспечивая 17% мировых запасов газа по состоянию на 2015 г., которые продолжают возрастать по мере проведения геологоразведочных работ. Коэффициент восполнения запасов к добыче достаточно высокий – 1,27% на начало 2016 г., что говорит о перспективах дальнейшего наращивания ресурсной базы. Западносибирские месторождения являются основной ресурсной базой страны – на них приходится порядка 85,4% совокупной добычи товарного газа и ПНГ<sup>1</sup>. Также российский газ отличается достаточно высоким качеством, существенной долей традиционных запасов, позволяющих в течение ближайшего десятилетия вовлекать в разработку минимальный объем трудноизвлекаемых запасов.

Доля России в мировой добыче на протяжении последних 25 лет постоянно снижается в результате масштабных вводов в разработку новых нетрадиционных залежей по всему миру, в частности, газа плотных коллекторов в США: с 1990 г. она упала с 30 до 17% в 2015 г. Позиции России на рынке СПГ также не самые благоприятные: строительство заводов по сжижению газа происходит с большим запозданием в сравнении с мировыми тенденциями. Поэтому сегодня доля введенных российских мощностей СПГ не превышает 4% от глобального уровня.

---

<sup>1</sup> Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г. / Министерство энергетики. - М.: Министерство энергетики, 2016. URL: <http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/documents/11/10/1913/document-2406.doc>

Тем не менее Россия является крупнейшим в мире экспортером газа по трубопроводам и в сжиженном виде, совокупно покрывая порядка 20% глобальной торговли. Какое место будет занимать Россия на газовой карте мира к моменту формирования общего газового рынка евразийского союза? Какие внешние вызовы могут препятствовать реализации газовой стратегии РФ и позже ЕАЭС?

Для того чтобы оценить дальнейшие перспективы страны на внешних рынках, необходимо оценить конкурентоспособность текущих и строящихся экспортных проектов, а также возможные регуляторные риски.

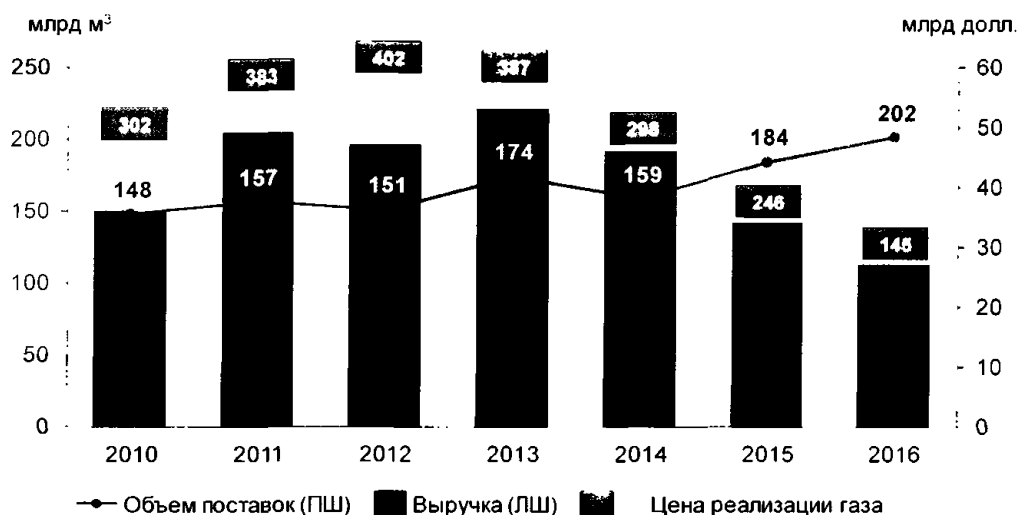
Что касается позиции России на внешнем рынке, то главной тенденцией последнего десятилетия является обострение конкуренции за основные рынки сбыта. В обозримой перспективе Российская Федерация будет продолжать работу в трех ключевых региональных рынках природного газа:

- в Европе;
- в странах СНГ (ЕАЭС, Украина и прочие страны бывшего Советского Союза);
- в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

В 2015 г. Группа Газпром реализовала в европейские страны 184,4 млрд куб. м газа (включая Турцию), чистая выручка от продажи за вычетом акцизов и таможенных пошлин составила 35,5 млрд долл., последние 2 года она неуклонно снижается.

В 2015 г. на фоне падения цен произошел существенный рост объемов экспорта газа до рекордных уровней 2013 г. при сокращении долларовой выручки на 26%.

Наиболее крупными импортерами российского газа в Европе являются Германия, Турция, Италия, Великобритания, Польша и Франция. Поставки осуществляются в рамках единого экспортного канала и основой для них служат долгосрочные контракты между ПАО «Газпром» / ООО «Газпром экспорт» и зарубежными компаниями.



**Рис. 24. Цена, объемы и выручка по поставкам в дальнее зарубежье Группы Газпром**

Источник: составлено авторами по: Справочник «Газпром в цифрах 2011–2015» / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром».

М.: ПАО «Газпром», 2015. - URL: <http://www.gazprom.ru/1/posts/26/228235/gazprom-in-figures-2011-2015-ru.xls>

Падение цен на нефть повысило конкурентоспособность российского газа, реализуемого по контрактам с нефтяной привязкой, относительно спотовых цен газа, торгуемого на европейских биржах.

В сентябре 2016 г. цена российского газа на границе Германии достигла локального минимума – 140 долл./тыс. куб. м, после чего впервые за последние 5 лет опустилась ниже спотового уровня цен в Европе. Несмотря на то, что и контрактные, и спотовые цены обладают высокой корреляцией к цене нефти (почти 90%), временной лаг нефтяной привязки у контрактных цен несколько выше, в среднем он составляет 6 месяцев. Это явилось основной причиной появления ценового дифференциала в пользу российского газа.

За счет ценового преимущества российского газа, 2016 г. стал рекордным для Газпрома в контексте объемов экспорта в Европу. Общий объем экспорта в дальнее зарубежье (с учетом трейдинга) вырос с 184 млрд куб. м в 2015 г. до 208 млрд куб. м в 2016 г. (рис. 24).

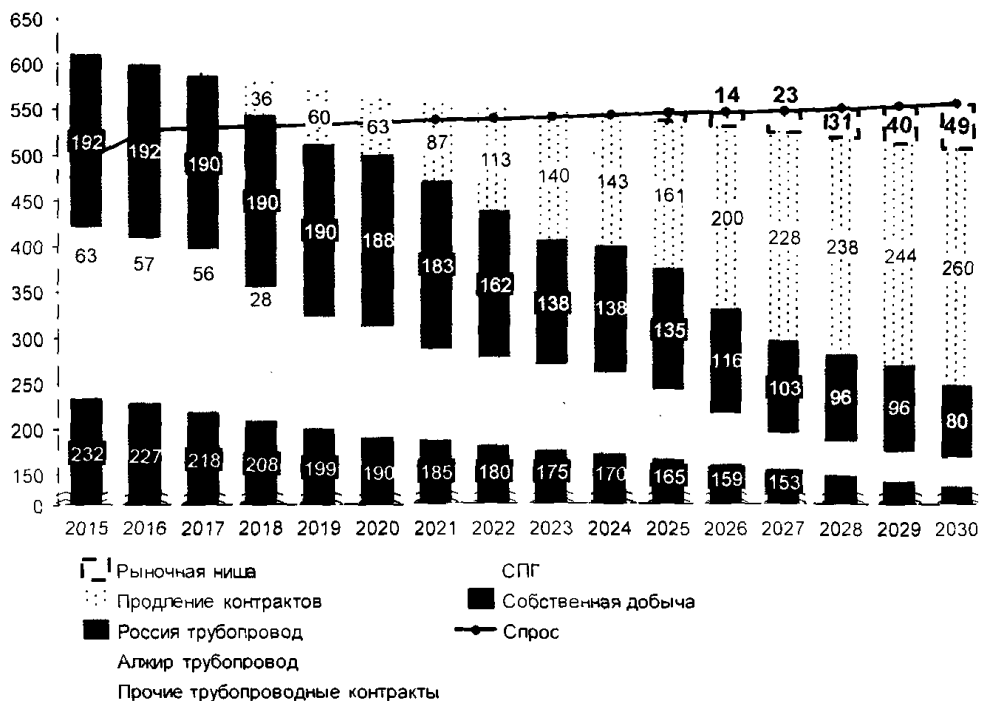
Тем не менее рост экспортных поставок не перекрыл почти двукратное падение цен на газ в 2016 г. – с 245 до 145 долл./тыс. куб. м., что второй год подряд негативно сказывается на долларовой выручке компании. При этом, если в 2015 г. девальвация рубля компенсировала 37% рублевой выручки, то рост курса до 67 руб./долл. в 2016 г. всего лишь замедлил ее падение. Теоретически сохранение выручки на уровне 2015 г. могло бы произойти при цене газа не ниже 210 долл./тыс. куб. м.

В целом Европа пока остается единственным внешним рынком сбыта для российского трубопроводного газа. С 2010 г. объем поставок российского газа в данный регион находится в диапазоне от 137 до 179 млрд куб. м, обеспечивая до 32% спроса на газ в Европе. Перспективы экспорта газа из РФ обладают высокой неопределенностью в связи с наличием в Европе ряда движущих сил рыночного и регуляторного характера.

В 2016 г. ПАО «Газпром» экспортировал в Европу 179,3 млрд куб. м газа. По итогам 2017 г. ожидается установление нового абсолютного рекорда поставок – около 190 млрд куб. м.

В связи с постепенным окончанием действия европейских долгосрочных импортных контрактов, ростом спроса и падением собственной добычи образуется значительный объем незаконтрактованного спроса. Однако с высокой вероятностью все долгосрочные контракты будут неизбежно продлеваться (за исключением Норвегии, которая учтена в европейской добыче). В связи с этим мы оцениваем перспективный размер рыночной ниши в 49 млрд куб. м к 2030 г., которая будет формироваться за счет роста потреб-

ления газа, падения добычи и снижения уровня перекотракованности Европы газом.



**Рис. 25. Прогноз спроса на газ и объема незаконтракованной потребности Европы в газе до 2030 г.**

Источник: составлено авторами по: Statistics Database / Cedigaz "Natural gas in the world". – France: Cedigaz "Natural gas in the world", 2014. URL: <http://www.cedigaz.org/products/annual-surveys-2014.aspx>.  
Загл. с экрана.

Происходящие изменения в регулировании европейского рынка (рассмотренные подробно в разделе 1.2.) являются серьезным вызовом для экспортной стратегии Российской Федерации с точки зрения поддержания стабильных поставок и экспортной выручки. В последние годы поставки газа



из Российской Федерации составляли от 25 до 34% суммарного уровня потребления газа в Европе (рис. 25).

Проводимая Евросоюзом политика по отказу от импорта российского газа не остается безрезультатной. Ее последствия проявляются в активном развитии газотранспортной инфраструктуры и попытках создания конкурентного рынка искусственным путем: введением законодательных барьеров и целевых показателей для стран -- членов ЕС.

Во-первых, Европа наращивает мощности приемных СПГ терминалов для замещения российского газа, которые из-за высокой цены загружаются не полностью (всего лишь на 26% в 2016 г.). Свободные мощности приемных терминалов оцениваются на уровне 124 млрд м<sup>3</sup>, которые теоретически могут заместить порядка 70% российского газа. Россия также нацелена на ввод новых экспортных трубопроводных проектов к 2020 г. и позднее, однако они рассчитаны не на покрытие нового спроса, а на снятие максимальной части транзитных объемов через Украину. Текущая средневзвешенная загрузка экспортных газопроводов из РФ составляет всего 62% и в связи с этим не будет являться ограничительным фактором экспорта российского газа в Европу.

Во-вторых, Европейская комиссия создает проблемы для присутствия российского бизнеса в Европе на протяжении последних 17 лет. Из актуальных примеров можно отметить принуждение Газпрома к отказу от реализации «Южного потока» в 2011–2014 гг., проблемы с предоставлением полноценного доступа к OPAL (Северный поток) в 2014–2017 гг., а также текущие попытки регулировать реализацию Северного потока 2 вопреки действующему законодательству. После принятия 3-го Энергонакета Газпром изменил свою экспортную стратегию в отношении Европы и начал последовательно продавать доли в инфраструктурных и газосбытовых предприятиях в регионе.

За последние 8 лет было зафиксировано более 70 случаев пересмотра экспортных контрактов Газпрома в Европу

с 30 компаниями, в результате с 2012 г. Газпром выплатил порядка 300 млрд долл. по контрактам в форме ретроактивных платежей. При этом российские контракты стали в большей степени соответствовать текущим рыночным условиям (отмена запрета на реэкспорт, снижение уровня «бери-или-плати» (ToP), увеличение доли спотовых индексов в формуле цены). К примеру, после ряда пересмотров контракта между Газпромом и Engie корреляция цены контракта с ценой французской хаба усилилась. В последние 2 года Газпром вслед за Норвегией и Катаром начал увеличивать объемы продажи газа с привязкой к хабам.

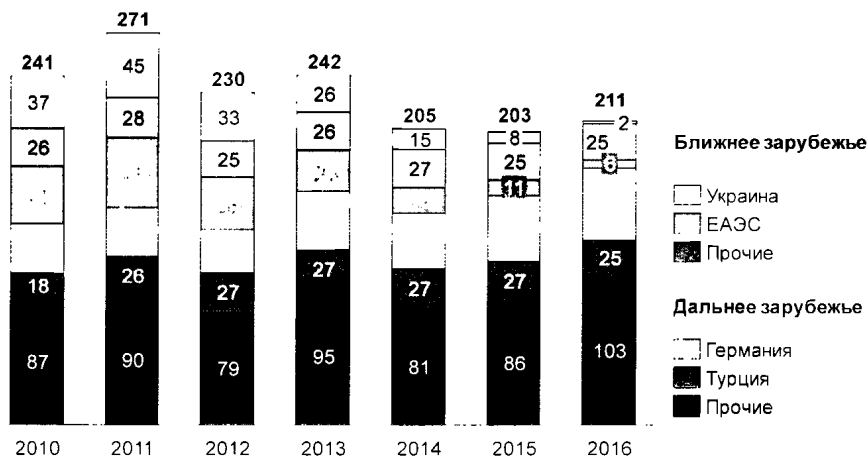
Кроме того, Европейская комиссия одновременно обвиняет Газпром в установке и высоких (в рамках антимонопольного разбирательства 8 восточноевропейских стран), и низких цен на газ.

Стоимость поставки российского газа в Европу одна из самых низких, в то время как СПГ из США вплоть до 2020 г. будет оставаться неконкурентоспособным в данном регионе. В связи с этим Европейской комиссией готовятся новые юридические основания для обвинения Газпрома в демпинге и получении возможности искусственно занижать конкурентоспособность российского газа в Европе.

Так, вместо плановой оценки результатов имплементации 3-го Энергопакета ЕК сформировала набор сценариев по кардинальной реорганизации существующей системы регулирования газового рынка ЕС в вышедшем в 2017 г. документе - Quo Vadis. Наиболее неблагоприятный из них – сценарий тарифной реформы, состоящий в укрупнении рыночных зон между европейскими операторами ГТС, обнулении тарифов «вход/выход» внутри них и компенсации потерь операторам ГТС путем перекладывания затрат на экспортеров в форме повышенных входных тарифов. В результате все варианты дальнейшего реформирования европейского рынка газа не в интересах России.

По данным Газпром экспорта, в 2016 г. физический экспорт российского газа в Европу составил 179 млрд куб. м, при этом дополнительные 52 млрд куб. м, отраженные в отчетности Газпрома, собрали в себе трейдинг нероссийского газа и распределение объемов торгов аффилированных трейдинговых компаний между акционерами.

Торговля через европейские компании позволяет Газпрому сбывать больше российского газа в действующих регуляторных условиях. К примеру, объемы, отраженные в поставках до Великобритании и Нидерландов, являются российским газом, торгуемым на бирже от имени трейдинговых компаний, аффилированных с Газпромом. Такая схема снижает риск политизированных решений со стороны Еврокомиссии, так как источник поставки невозможно отследить и, соответственно, контролировать (рис. 26).



**Рис. 26. Экспорт российского газа по направлениям, млрд куб. м**  
 Источник: составлено авторами по: Справочники «Газпром в цифрах» / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2016.

URL: <http://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2016/>

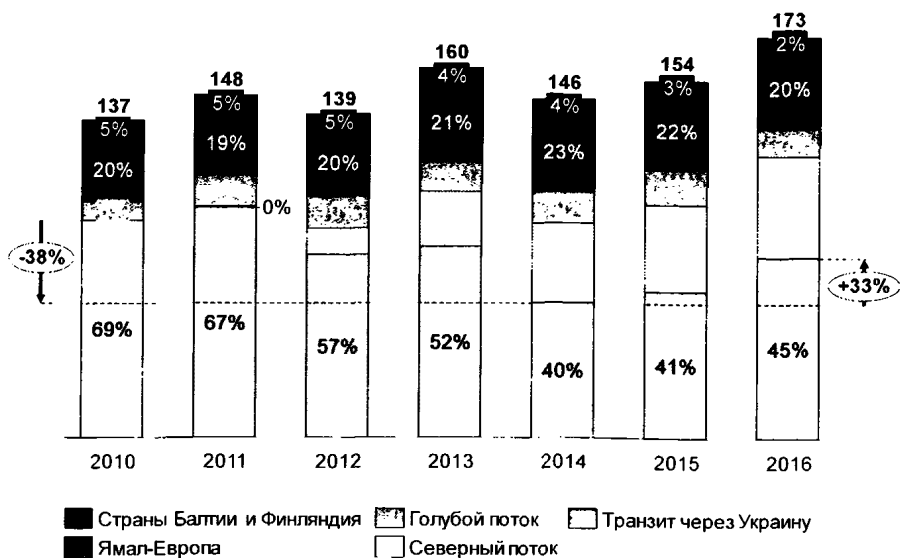
Важнейшим фактором, влияющим на сокращение общих объемов экспорта российского газа (рост поставок в европейском направлении не смог компенсировать общего падения экспорта в 2015 г.), является отказ Украины от использования российского газа. Поставки газа из Российской Федерации в эту страну сократились с 44,8 млрд куб. м в 2011 г. до 8 млрд куб. м в 2015 г. В результате ключевым импортером российского газа на постсоветском пространстве стала Белоруссия.

Решение России существенно сократить объемы транзита газа через Украину по истечении срока действующего транзитного контракта в конце 2019 г. только обострило газовый конфликт и стимулировало Газпром начать активно реализовывать капиталоемкие газотранспортные проекты, направленные на диверсификацию маршрутов поставок газа.

Сегодня Россия, являясь владельцем белорусского участка магистрального газопровода Ямал–Европа обеспечивает стабильные поставки в Европу по данному маршруту, покрывая 20% экспорта (без учета СПГ). Также были реализованы проекты Голубой поток и Северный поток. В феврале 2003 г. по подводному трубопроводу «Голубой поток» начались коммерческие поставки газа, которые обеспечивали порядка 50% внутреннего спроса на газ Турции. В 2005 г. поднимался вопрос и о прокладке третьей нитки газопровода Голубой поток до южного побережья Турции и далее по дну Средиземного моря в страны Южной Европы и Ближнего Востока, в частности, в Израиль. Однако турецкие власти потребовали предоставления права самостоятельно устанавливать цену на российский газ при его продаже третьим странам, после чего появился альтернативный проект Южного потока и позже Турецкого потока<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Выгон Г., Ермаков В., Белова М., Колбикова Е. «Турецкий поток»: сценарии обхода Украины и барьеров европейской комиссии / Г. Выгон, В. Ермаков, М. Белова, Е. Колбикова // сайт VYGON Consulting, 2015.



**Рис. 27. Динамика поставок российского трубопроводного газа по направлениям, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: Gas Trade Flows to Europe / International Energy Agency // site of IEA. - Paris: International Energy Agency, 2017. - URL: <https://www.iea.org/gtf/>

Газопровод «Северный поток» должен был удовлетворить 25% дополнительной потребности Европы в импортируемом газе. Проект общей мощностью 55 млрд куб. м был завершен в 2012 г. и стал самым протяженным подводным газопроводом большого диаметра, соединившим ГТС России с рынком Германии. В результате доля российского газа, поставляемого в Европу через Украину, с начала 2000-х гг. стала последовательно снижаться и с 90% опустилась до 40% в 2014 г. Однако последние 2 года в связи с растущим экспор-

URL: [https://vygon.consulting/upload/iblock/313/vygon\\_consulting\\_turkish\\_stream.pdf](https://vygon.consulting/upload/iblock/313/vygon_consulting_turkish_stream.pdf)

том загрузка данного маршрута вновь увеличилась и составила 45% в 2016 г. (рис. 27). Это связано с тем, что остальная транспортная инфраструктура по итогам года использовалась практически на полную допустимую мощность.

На данный момент на стадии экономического обоснования и согласования с третьими сторонами находятся два экспортных трубопроводных проекта в Европу: Турецкий поток и Северный поток-2 (репликация первого проекта).

Проект Турецкого потока пришел на замену предшествующего Южного потока в результате провала переговоров с европейской стороной в 2015 г. в части получения специального изъятия из правил третьей газовой Директиве ЕС о доступе третьих сторон к резервированию транспортных мощностей. В отличие от Южного потока, его новая модификация в виде Турецкого потока проектировалась на те же объемы (63 млрд куб. м газа в год в рамках 4 ниток, прописанные в Меморандуме о взаимопонимании между Россией и Турцией) и выходила из той же точки российской границы, но вместо Болгарии должна была выйти на территории Турции (не входящей в ЕС), пересекая Черное море. Данный проект решал несколько проблем: первая ветка трубы могла бы полностью заменить текущий экспорт газа в Турцию через территорию Украины (около 50% импорта российского газа страной), а остальные ответвления могли бы в реверсном режиме снабжать Юго-Восточный регион Европы в рамках существующих газовых контрактов Газпрома.

На деле, однако, ранее достигнутые договоренности претерпевали множество изменений, а длительный процесс переговоров с турецкой стороной по поводу цен на газ привела к тому, что компания Botas подала иск в Арбитражный суд по поводу ретроспективного пересмотра цен, а позже проект был заморожен. В октябре 2016 г. проект был инициирован заново, но вместо 4 ниток планировалось проложить только 2. На данный момент Турецкий поток находится

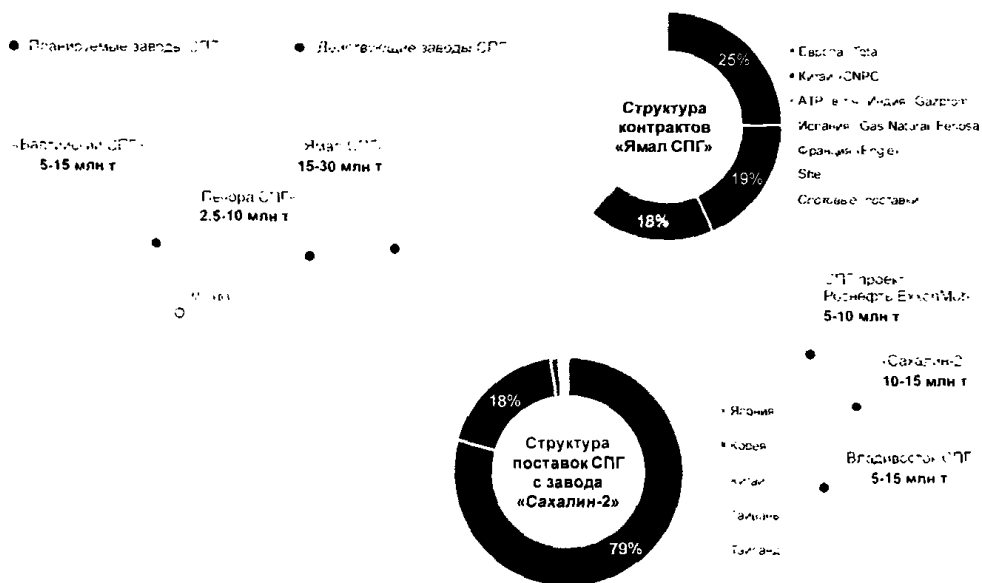
на стадии реализации подводного участка, его запуск возможен к концу 2019 г.

Газопровод Северный поток-2 мощностью 55 млрд куб. м должен быть реализован в 2019 г. и фактически является «клоном» Северного потока, в связи с чем дополнительные затраты на изыскательные работы, а также на создание дополнительных мощностей компрессорных станций в рамках проекта будут минимальны. Первая ветка с половиной совокупной мощности проекта к 2020 г. может прийти на морскую границу Германии, после чего должна быть внедрена в расширенную систему немецких газопроводов OPAL и NEL. Однако выход даже половины проектных объемов на немецкий рынок будет возможен только в том случае, если новый газопровод сможет получить особый статус, с чем до сих пор испытывает трудности действующий Северный поток, не имея возможности загружать мощности на 100%. Поэтому решение транспортной задачи по снижению рисков транзита газа через Украину осложняется высокой неопределенностью касательно будущего этих проектов.

Теоретически пропускной способности двух Северных потоков было бы достаточно, чтобы покрыть более 50% контрактных обязательств перед странами, получающими газ через украинский маршрут. В частности, технические возможности систем европейских интерконнекторов могут позволить полностью обеспечить рынки Австрии, Словении, Венгрии, Сербии и Боснии, и доставить до рынка Италии 24 млрд куб. м через газопровод Тарвизио.

Возможности для реализации стратегии диверсификации экспортных поставок российского газа также связаны с рынком стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Расширение присутствия на этом рынке преимущественно планируется за счет наращивания производственных мощностей по сжижению газа. Правительственная энергетическая стратегия предусматривает рост доли России на мировом рынке СПГ с текущих 3 до 12 % к 2035 г. Де-юре только проекты

трех российских компаний имеют юридическое право на экспорт СПГ по закону «Об экспорте газа»: Газпром, Роснефть и НОВАТЭК. Кроме того, привлечение инвестиций зарубежных компаний, юридически базирующихся на территории США и Европы, осложняется действующими санкциями.



**Рис. 28. Мощности и направления поставок действующих и планируемых СПГ заводов в России**

Источник: составлено авторами по: Отчет об устойчивом развитии // Sakhalin Energy, 2015. - URL: [http://www.sakhalinenergy.com/media/user/otchety/SD\\_report\\_2015\\_rus.pdf](http://www.sakhalinenergy.com/media/user/otchety/SD_report_2015_rus.pdf)

Сегодня в России действует только один крупнотоннажный СПГ завод, реализованный в рамках проекта Сахалин-2, с которого осуществляется экспорт в АТР. Суммарные ежегодные поставки составляют порядка 10,8 млн т в год (15 млрд куб. м газа) за счет работы двух технологических



линий. Основными покупателями выступают компании Японии и Южной Кореи (рис. 28). Контрольным акционером проекта является Газпром, миноритарные доли имеют зарубежные компании (Shell, Mitsui и Mitsubishi). В связи с возникшими технологическими сбоями работы компрессорного оборудования существует риск снижения объемного выхода СПГ. В планах оператора завода существует возможность строительства третьей технологической линии, однако для ее загрузки требуется ресурсная база месторождения Южно-Киринское, которое уже не раз переносилось по срокам, а также расширение действующего магистрального газопровода до южной части Сахалина. Пока сроки реализации обоих мероприятий находятся в высокой степени неопределенности.

Другой восточный проект Газпрома в районе Приморского края -- Владивосток СПГ. Работы над ним велись с 2012 г., но даже утвердив всю проектно-техническую документацию, дальнейшие работы в рамках завода отложили на неопределенный срок. На данный момент он не входит в число приоритетных, а заявленные сроки реализации трех технологических линий не выдерживаются, что может быть связано с конкуренцией по ресурсной базе с Сахалином.

В составе проектов Газпрома на западе числится Балтийский СПГ. Несмотря на то, что на него возложена стратегическая задача -- прямые поставки газа в Калининградскую область, он также испытывает трудности с финансированием и постоянно сдвигается по срокам (последний заявленный срок ввода -- 2021 г.). Сегодня на Балтике монополист реализует малотоннажные проекты, мощности по которым могут быть использованы в целях бункеровки СПГ-судов, плавающих на газе: СПГ-завод в районе компрессорной станции «Портовая», а также мощности по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк. В связи с уже действующими ограничениями по использованию мазута, а с 2021 г. -- дополнительно дизтоплива в качестве судового топлива в рамках

приложения к Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов (MARPOL 73/78), в перспективе на Балтике может возникнуть новый рынок СПГ-бункеровки.

Проект Печора СПГ в Ненецком автономном округе лоббирует нефтегазовая вертикально-интегрированная компания Роснефть. По действующему закону завод не может осуществлять экспортную деятельность, так как лицензии на разработку месторождений Кумжинское и Коровинское, предусмотренные для снабжения проекта газом, на начало 2013 г. не учитывали строительство СПГ-завода. В связи с этим мероприятия по проекту не осуществляются.

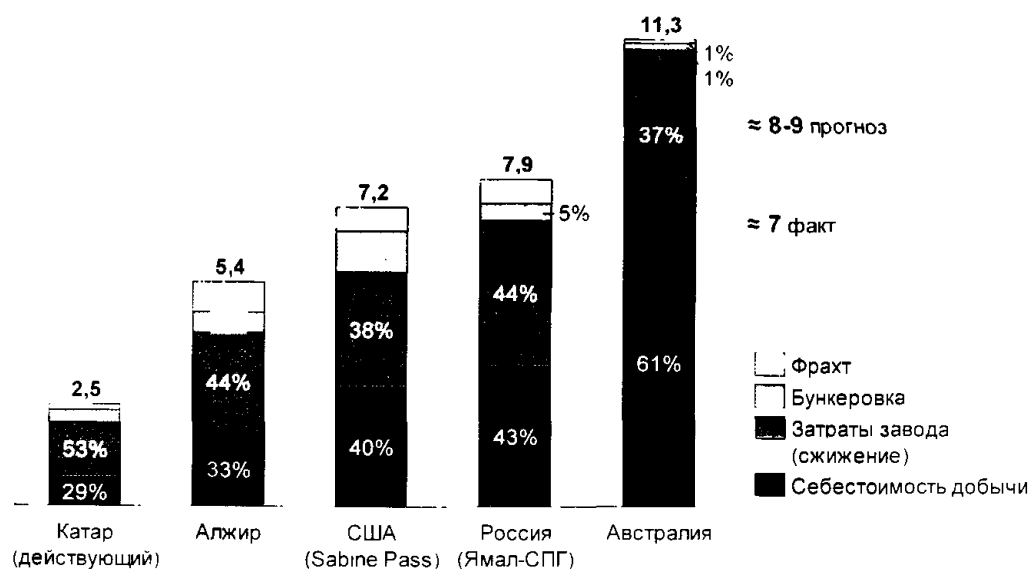
Пожалуй, единственным на сегодняшний день проектом, перешедшим в практическую стадию реализации, является актив независимой газовой компании НОВАТЭК «Ямал СПГ». Все производственные мощности завода, которые появятся после второй половины 2017 г., уже законтрактованы. Почти в равной доле они будут обслуживать азиатский и европейские рынки. Финальная мощность проекта должна будет достигнуть 16,5 млн т в 2019 г. НОВАТЭК в сотрудничестве с французским концерном TOTAL, китайской CNPC и Фонда шелкового пути по сути создавали всю инфраструктуру на п-ове Ямал «с нуля», в частности, был построен порт в районе п. Сабетта, завод по сжижению, установки комплексной очистки газа и прочая сопутствующая инфраструктура.

С точки зрения конкурентоспособности поставок Ямал СПГ имеет ряд преимуществ:

1. Относительно низкие затраты на сжижение газа за счет низкой среднегодовой температуры.
2. Непосредственная близость Южно-Тамбейского месторождения относительно береговой линии и завода.
3. Низкий уровень себестоимости добычи.

За счет этих факторов стоимость поставки СПГ с проекта Ямал СПГ до Азиатского региона (на примере Японии) сопоставима с американским СПГ и составляет 7,9 долл./

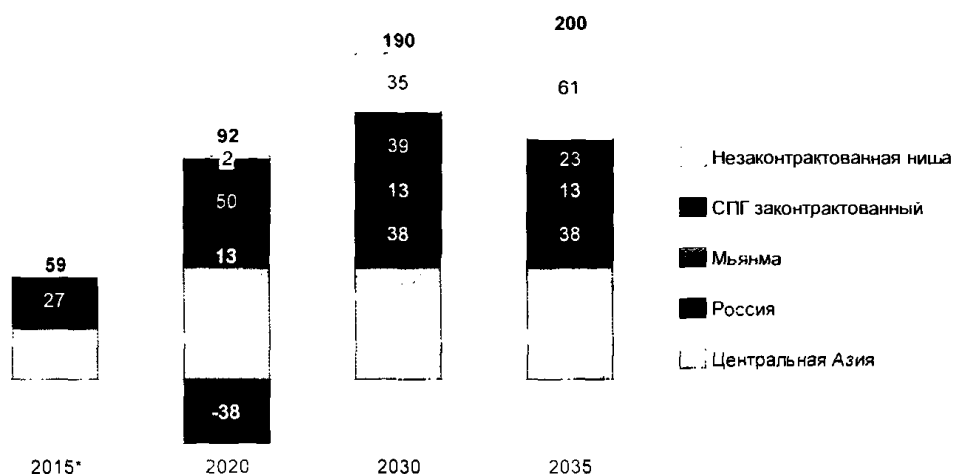
МБТЕ (рис. 29). Наименьшую долю в затратах составляют фрахт и топливные расходы. Это связано с относительно небольшим расстоянием транспортировки (более чем в 2 раза ниже дистанции поставки СПГ США). Кроме того, за последние 5 года серьезно снизились ставки на аренду танкеров (в результате переизбытка инвестиций в мировой флот СПГ-судов). Если среднесуточная ставка в 2012 г. достигала 160 тыс. долл., то по итогам 2016 г. она упала до 30 тыс. долл. Также вслед за снижением нефтяных цен заметно подешевел мазут для бункеровки.



**Рис. 29. Цена «затраты плюс» поставок СПГ в Азию по ключевым странам, долл./МБТЕ**

Источник: составлено авторами по: *Выгон Г., Белова М.* Развитие мирового рынка СПГ: вызовы и возможности для России // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО // сайт новостного портала «Pro-gas». – М.: «Pro-gas», май 2013. – URL: [http://www.pro-gas.ru/images/data/gallery/0\\_206\\_SEncC\\_Global\\_LNG.pdf](http://www.pro-gas.ru/images/data/gallery/0_206_SEncC_Global_LNG.pdf)

Таким образом, удельные затраты на поставку российского СПГ по новому проекту (включая себестоимость добычи, затраты на сжижение и транспортировку) 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). При правильно выстроенной бизнес-цепочке и грамотной маркетинговой модели операторы смогли не только эффективно зарезервировать все мощности, но и предложить конкурентоспособную экономику на внешних рынках.



**Рис. 30. Прогнозный баланс газа в Китае до 2035 г., млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: Statistics Database / Cedigaz "Natural gas in the world". - France: Cedigaz "Natural gas in the world", 2014. - URL: <http://www.cedigaz.org/products/annual-surveys-2014.aspx>,  
Залг. с экрана.

В течение последнего десятилетия Китай контракует необходимые объемы газа с большим опережением фактических реалий потребления, что усиливает конкуренцию за рыночную нишу для новых поставок газа. Тем не менее в 2014 г. России удалось заключить два стратегически важ-

ных для страны контракта: на поставку сжиженного газа с проектируемого завода Ямал СПГ и трубопроводного газа по проекту «Сила Сибири». Последнее соглашение предполагает ежегодную поставку 38 млрд куб. м газа в течение 30 лет (рис. 30).

Поэтому несмотря на то, что на 2020 г. объем уже законтрактованного страной газа на 20 млрд куб м. превышает ее ожидаемые потребности в импорте, гарантия поставок согласно минимально необходимому отбору в рамках договора для поставок российского газа будет обеспечена.

В 2035 г. незаконтрактованная рыночная ниша может достигнуть 50 млрд куб. м в основном за счет того, что после 2030 г. большинство заключенных на сегодня СПГ-контрактов Китая заканчивается. Однако с учетом того, что страны Центральной Азии, в частности, Туркмения к 2030–2035 гг. могут также нарастить поставки газа и Китай активно контрактует СПГ США, приоритетные источники импорта будут определяться исходя из конкурентной цены замыкающего поставщика.

Говоря об экономике поставок газа по российскому трубопроводному проекту, несколько весомых факторов свидетельствуют в пользу того, что его окупаемость будет находиться под сомнением. Во-первых, с момента подписания договора стоимость строительства газопровода с учетом снижения покупательной способности рубля возросла с 1900 до 2900 млрд руб. Во-вторых, предварительные оценки по будущей цене поставок газа – порядка 360 долл./тыс. куб. м – находятся на грани окупаемости проекта.

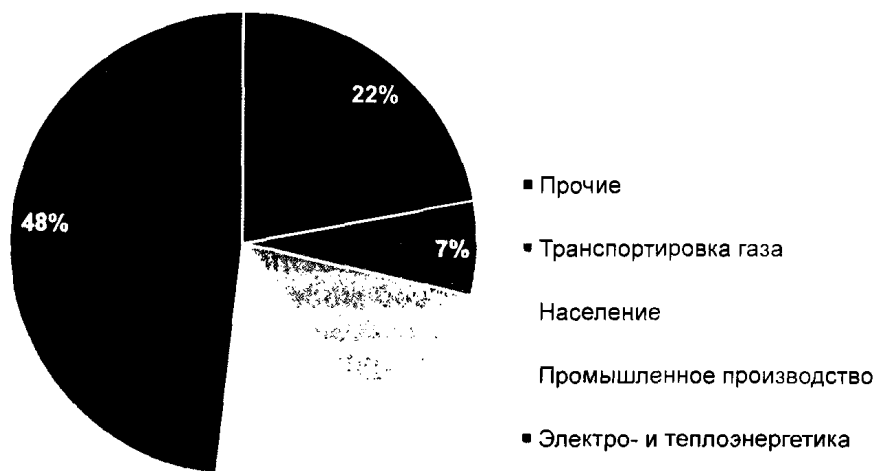
В связи с этим правительство для обеспечения положительных денежных потоков предоставило серьезные налоговые уступки, обнулив НДС по газу для Чаяндинского и Ковыктинского месторождений на 15 лет с момента начала промышленной добычи и налог на имущество сопутствующих инфраструктурных объектов. Газпром также получил изъятия в виде снижения требуемой ставки дивидендов, на-

правляемых в государственный бюджет. С другой стороны, безусловно, потенциальные объемы недополученных бюджетных средств оправдываются политической волей правительства, связанной с освоением азиатского направления, а не экономической целесообразностью.

### **2.1.2. Тенденции потребления газа на внутреннем рынке и особенности развития российской газовой модели**

В 2016 г. российская газовая промышленность отметила 70 лет с момента введения в эксплуатацию первого магистрального газопровода Саратов – Москва. По сути, это событие положило начало активного развития газопотребления в стране. Кроме того, ровно 55 лет назад началось формирование Единой системы газоснабжения, не имеющей аналогов по общей мощности и протяженности в мире, что предопределило активный рост спроса на газ в различных секторах потребления. Сегодня она связывает центральные регионы России – основные центры газопотребления – с добывающими регионами Западной Сибири. За счет этого сегодня в России доля природного газа в потреблении первичной энергии составляет порядка 53%, что гораздо выше среднемирового уровня в 24%.

В настоящее время внутреннее **потребление** газа на российском рынке характеризуется следующими особенностями: с одной стороны, стагнация внутреннего спроса на газ, с другой – серьезные возможности по его увеличению. Данная тенденция приводит к появлению избыточных незадействованных производственных мощностей, которые потенциально можно использовать при расширении внешнего и внутреннего спроса. Технически только за счет полной газификации населения (до 100% относительно 66% в 2015 г.) спрос на газ может увеличиться на 50% – до 668 млн куб. м.



**Рис. 31. Структура конечного потребления газа в России в 2015 г.**

Источник: составлено авторами по: ТЭК России- 2015 /

Аналитический центр при правительстве Российской Федерации, 2016. -

URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/9162.pdf>

Структура конечного потребления газа со временем практически не претерпевала заметных изменений. По итогам 2015 г. почти 50% потребления газа приходится на выработку тепловой и электрической энергии (рис. 31). При этом, если электроэнергетика преимущественно включает в себя сжигание газа на крупных генерирующих объектах, то источники выработки тепловой энергетики включают в себя и электростанции, и муниципальные котельные, и частные отопительные котлы.

По данным Системного оператора Единой энергетической системы (ЕЭС), к 2020 г. ожидается введение порядка 9 ГВт мощностей ТЭС (при выбытии от 2 до 5 ГВт), в связи с чем потребность в газе данного сектора может вырасти до 10 млрд куб. м. в течение следующих 4 лет.

Промышленность использует 12% от всего потребляемого на внутреннем рынке газа. В 2015 г. на промышленность пришлось 108,1 млрд куб. м газа, в частности, на нефтегазовую отрасль – 39,9 млрд куб. м, на агропромышленный комплекс – 32,5 млрд куб. м, на производство металлов – 26,9 млрд куб. м и производство цемента – 8,8 млрд куб. м. В дальнейшем достижение существенного прироста спроса в отраслях промышленности маловероятно в силу структурных проблем отрасли и неблагоприятной макроэкономической конъюнктуры.

Рынок газомоторного топлива, несмотря на существенное количество региональных программ, в среднесрочной перспективе также будет отставать от целевых показателей развития на фоне низкой развитости инфраструктуры заправок станций (АГНКС).

В региональном разрезе потребление газа распределено крайне неравномерно: более половины потребления газа приходится на Центральный и Приволжский округ, где располагаются максимально газифицированные регионы и сохраняется высокий уровень экономической активности. Наименее развитыми регионами являются юго-восточные области страны: Дальневосточный, Сибирский и Северный Кавказ в силу недостаточности газотранспортной инфраструктуры.

В долгосрочной перспективе потенциал роста спроса на газ на внутреннем рынке связан с проектами газификации регионов, оператором которых в большинстве случаев является Газпром (дочернее предприятие – Межрегионгаз). За последние 10 лет средний уровень газификации в России вырос с 53 до 66% в 2015 г. Однако в отличие от европейского рынка, где компании имеют достаточно высокую маржинальность, при реализации проектов газификации в России ПАО «Газпром» вынужденно сталкивался с проблемой растущей задолженности плательщиков и компаний-посредников, которая на середину 2015 г. превысила 160 млрд руб.,



поэтому обычно эти проекты имеют низкую доходность или вовсе убыточны. Успех реализации проектов газификации зависит не только от наличия достаточных социальных программ, но также от добросовестности их исполнения региональными газовыми компаниями.

Говоря о **предложении**, в отличие от нефти, где производственный потенциал формирует объем рентабельных запасов с учетом уровня мировых цен на нефть и объемов льготированной добычи, в газовой отрасли ситуация кардинально противоположная. В результате ограниченной рыночной ниши на внешнем и внутреннем рынках возможности по добыче газа сегодня превосходят ее текущий уровень. Поэтому ее динамика определяется потенциальным рыночным спросом с учетом текущей и планируемой транспортной инфраструктуры.

В целом по стране структура добычи газа по группам компаний является следующей: на Газпром приходится 67,3% добываемого газа, на вертикально-интегрированные нефтяные компании – ВИНК (ЛУКОЙЛ, Роснефть, Башнефть, Сургутнефтегаз, Татнефть и Славнефть) в совокупности приходится 12,7%, на ПОВАТЭК – 8,4%, на прочих независимых производителей (в настоящее время их насчитывается более 200) – 7,3%, на операторов Соглашения о разделе продукции – 4,3% (рис. 32).

Одной из острых проблем нефтегазовой промышленности является масштабное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) непосредственно на промыслах в связи с отсутствием экономически целесообразных способов его утилизации или соответствующей инфраструктуры.

В течение последних 10 лет объем добычи попутного нефтяного газа в России практически удвоился, что было связано с расширением географии добычи в стране. В 2015 г. в России было добыто порядка 81 млрд куб. м ПНГ, из которых на факельных установках сожжено порядка 13% (10,4 млрд куб. м). Более 50% добычи ПНГ (38 млрд куб. м)

пришлось на Западную Сибирь. Существенный рост производства происходит в Восточной Сибири за счет Томской области, севера Красноярского края, Иркутской области и Коми (рис. 33).

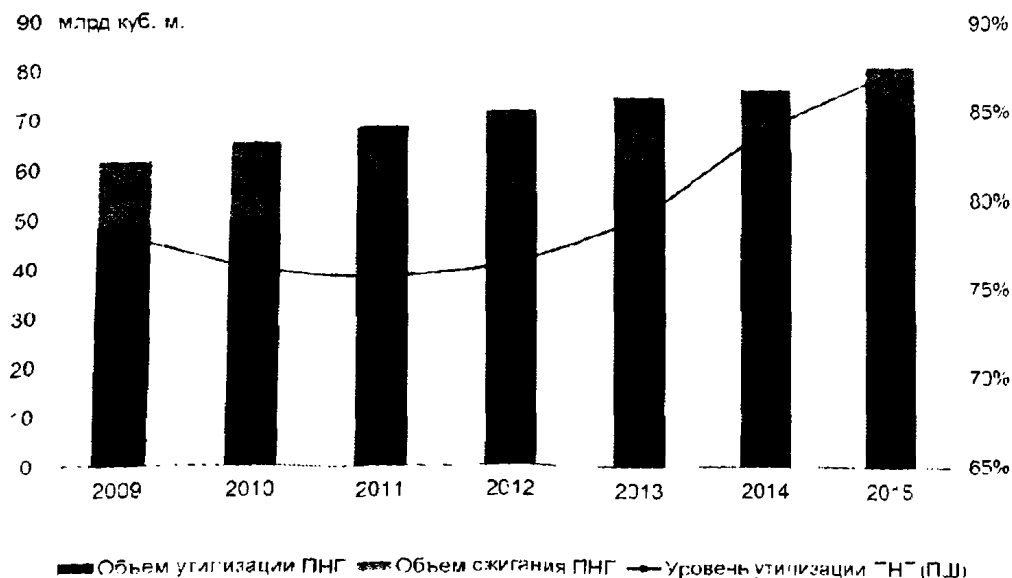


**Рис. 32. Структура добычи газа по группам компаний в 2014 г.**

Источник: составлено авторами по: Добыча природного и попутного нефтяного газа - сайт Министерства энергетики Российской Федерации. - М.: Минэнерго РФ, 2015. - URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1215>

Основная часть добычи ПНГ приходится на ВИНК, в 2015 г. их доля составила порядка 90%, крупнейшие из них – Роснефть, Лукойл, Сургутнефтегаз и Газпром-нефть. Стоит отметить, что точность официальной статистики добычи ПНГ находится под вопросом, что напрямую связано

с низким качеством системы измерения и учета ПНГ в России. Иными словами, объемные показатели по ПНГ в основном являются расчетными, а не полученными путем измерения. При этом регулирующим служит показатель использования газа на собственные нужды нефтедобычи, манипулируя которым можно «повышать» или «понижать» итоговый уровень использования ПНГ. Так, по данным Всемирного банка, полученным на основании спутниковых исследований NOAA, объем сжигания ПНГ в России занижен более чем в два раза и составлял в 2012 г. 35 млрд куб. м.



**Рис. 33. Динамика утилизации и сжигания ПНГ в России**  
 Источник: составлено авторами по: Центральное диспетчерское управление ТЭК / / ЦДУ ТЭК // сайт ЦДУ ТЭК.  
 М.: ФГБУ «ЦДУ ТЭК», 2015. URL: <http://www.cdu.ru/catalog/mintop/infograf/052015/>

Долгое время Россия являлась мировым лидером по объемам сжигания ПНГ – в 2012 г. ее доля составляла порядка 30%. По расчетам Минприроды РФ, из-за сжигания ПНГ Россия ежегодно теряла порядка 200 млрд руб., при этом суммарный эффект от использования сжигаемых объемов мог бы составить 362 млрд руб. в год.

С 2012 г. наблюдается позитивная динамика по доле утилизации ПНГ – за 3 года она возросла с 76 до 87% одновременно с увеличением абсолютного спроса на ПНГ. Это произошло в результате ужесточения законодательства в отношении сжигания ПНГ. Так, одновременно произошло повышение ставки платежей за выбросы и внедрение вычетов расходов на утилизацию ПНГ при превышении предельно допустимого значения сжигания на факельных установках в 5%.

По данным Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2035 г., основной задачей нефтяных и газовых компаний остается увеличение полезного использования ПНГ до 95% в 2015 г., до сих пор этому уровню соответствуют только Сургутнефтегаз и Татнефть. Тем не менее сегодня эта цель уже не кажется столь нереалистичной.

В последнее время в российской газовой отрасли произошли существенные и принципиальные изменения, требующие корректировки текущей модели функционирования отрасли, характеризующейся тем, что крупнейший производитель и продавец газа является одновременно владельцем газотранспортной системы и монополистом трубопроводных поставок на экспорт. Среди основных изменений можно выделить:

- существенное превышение добычных возможностей отрасли над фактическими объемами добычи;
- появление независимых производителей газа (НПГ), активно наращивающих добычу газа;
- появление социальной ответственности по газоснабжению населения, коммунально-бытовых потребителей и це-

лых регионов у независимых производителей газа в условиях отсутствия прав на трубопроводный экспорт газа;

- рост тарифов на услуги по транспортировке газа независимых производителей темпами, существенно превышающими инфляцию;

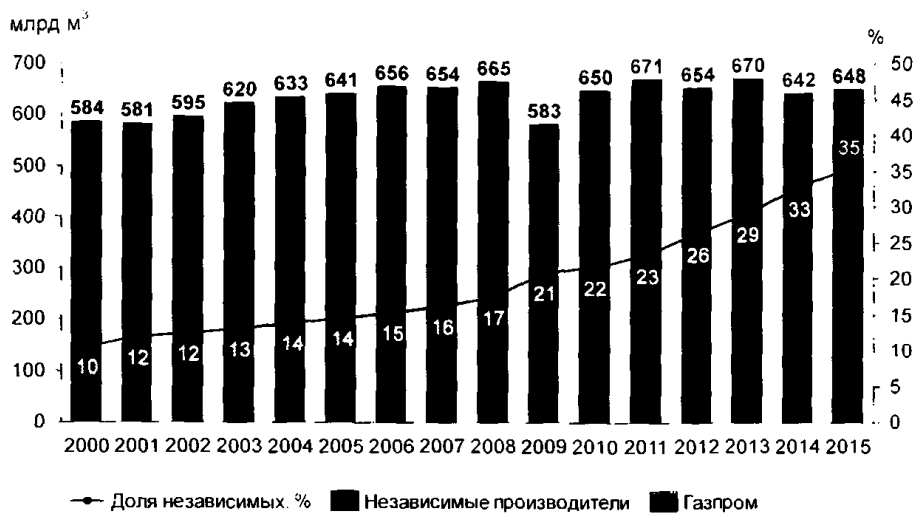
- нарастание конфликта интересов между ОАО «Газпром», который является монополистом в части оказания услуг по транспортировке и хранению, но при этом конкурирует с другими участниками газового рынка, имея возможность субсидировать поставки на внутренний рынок за счет доходов от экспорта газа.

Как было сказано, спрос на внутреннем рынке, в 2015 г. обеспечививший около 70%<sup>1</sup> российской добычи, стагнирует последние 10 лет (см. рис. 20), что связано с ростом энергоэффективности газовой генерации и последствиями кризисных явлений в экономике. В условиях отсутствия четкой модели регулирования внутреннего рынка потребление газа в этот период находилось в коридоре 430-470 млрд куб. м (рис. 34).

Снижающаяся добыча газа не является следствием недостатка производственных мощностей. Коэффициент восполнения запасов к добыче достаточно высокий – 1.27 % на начало 2016 г., что говорит о перспективах дальнейшего наращивания ресурсной базы. В соответствии с Генеральной схемой развития газовой отрасли на период до 2030 г., мощности по добыче в 2013 г. оценивались на уровне в 780 млрд куб. м, а к 2030 г. – до 1000 млрд куб. м, в то время, как фактическая добыча с 2006 г. стагнирует на уровне 640-670 млрд куб. м.

---

<sup>1</sup> Поставки газа - Министерство энергетики. М.: Министерство энергетики. 2015. - URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1217>, Загл. с экрана.



**Рис. 34. Структура добычи газа в разрезе основных производителей**

Источник: составлено авторами по: Справочник «Газпром в цифрах

2011–2015» / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». –

М.: ПАО «Газпром», 2015. – URL: <http://www.gazprom.ru/liposts/26/228235/gazprom-in-figures-2011-2015-ru.xls>, Загл. с экрана

Исторически за Газпромом закреплена монополия на экспорт, хотя официально госкомпания получила такое право только после принятия Федерального закона № 117 «Об экспорте газа» от 2006 г.<sup>1</sup> Также компания является владельцем единой газотранспортной системы (ЕГТ) и подземных хранилищ газа (ПХГ), доставшихся ей от Мингазпрома. Участки недр федерального значения (месторождения с извлекаемыми запасами природного газа от 50 млрд куб. м.), согласно ФЗ «О недрах», могут быть предоставлены в пользование собственнику ЕГТ без проведения конкурса<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Федеральный закон «Об экспорте газа» от 18.07.2006 № 117-ФЗ (действующая редакция, 2016). – М.: «КонсультантПлюс», 2016. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_61577/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_61577/)

<sup>2</sup> Там же.

Проблемы действующей модели газового рынка начали усугубляться с появлением независимых производителей газа (НПГ). Крупнейшая независимая компания НОВАТЭК, нефтяные ВИНКИ Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром нефть, Сургутнефтегаз, а также более 150 мелких независимых организаций постепенно вытесняют газового гиганта с внутреннего рынка. При этом компании уже полностью взяли на себя обязательства по обслуживанию некоторых регионов, к примеру, с 2012 г. НОВАТЭК полностью снабжает Челябинский регион собственными ресурсами.

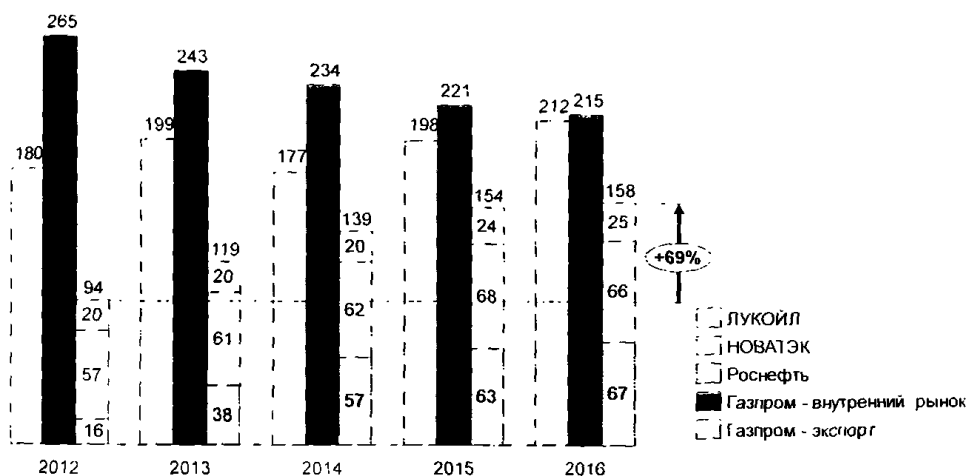
Сегодня независимые производители сохраняют курс на достижение значительных приростов добычи, фактически не имея доступа к трубопроводным экспортным мощностям. Достаточно амбициозные планы по увеличению добычи газа есть и у НК «Роснефть». Компания планирует нарастить добычу газа с примерно 48 млрд куб. м в 2015 г. до 100 млрд куб. м к 2020 г., из которых более 90% планируется направить на внутренний рынок, значительную часть – в зоне Единой системы газоснабжения (прочее запланировано в виде поставок СПГ на экспорт).

Отметим, что такому прорыву НПГ способствовали преференциальные фискальные режимы. В частности, они уплачивают НДС по более низкой относительно Газпрома ставке (порядка 300 руб./тыс. км), что позволяет им конкурировать за премиальные регионы, получая при этом более высокую маржу. Кроме того, в отличие от Газпрома, в отношении НПГ не устанавливается нижняя граница цены, а только размер тарифа за услуги по транспортировке газа, что дает маневр для некоторого демпинга.

С другой стороны, одновременно происходил существенный и необоснованный рост тарифов на услуги по транспортировке газа для НПГ, с 2003 по 2014 г. он вырос в 5,1 раза, что за сопоставимый период превысило инфляцию в 2 раза<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Прогнозы социально-экономического развития Российской Федерации / Министерство экономического развития. - М.: Министерство



**Рис. 35. Поставки газа в разбивке по направлениям и компаниям, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: Федеральная Таможенная Служба России // сайт Федеральной Таможенной Службы России.

URL: <http://stat.customs.ru/apex/f?p=201:2:505762282636156::NO>,

Справочник «Газпром в цифрах 2011–2015» / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2015. -

URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/26/228235/gazprom-in-figures-2011-2015-ru.xls>, Загл. с экрана.

Очевидно, что компаниям становится тесно на внутреннем рынке, вследствие чего Газпром постепенно теряет на нем свою долю (рис. 35). Как результат, сужающаяся ниша как на внутреннем, так и на внешнем рынке ограничивает производственные мощности Газпрома, которые оцениваются самой компанией в 600 млрд куб. м.<sup>1</sup>, что на 38% выше ее текущей добычи.

экономического развития, 2016. - URL: <http://economy.gov.ru/mines/activity/sections/macro/prognoz/>

<sup>1</sup> «Газпром» активно и последовательно развивает свою ресурсную базу, добычные мощности и ИТС / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». -



Однако с учетом неоднозначных перспектив роста экспорта газа, в первую очередь в страны ЕС, а также с учетом возможных корректировок в сторону снижения прогнозов по темпам роста спроса на газ в Китае российским газовым компаниям возможно придется во многом ориентироваться на потребности российского рынка, перспективы существенного роста которого до 2020 г. маловероятны.

Текущий спад потребления газа в России имеет и структурные, и чисто финансовые основания.

Во-первых, с 2007 г. были предприняты попытки по сближению регулируемых цен промышленности с уровнем экспортного паритета, что привело к росту внутренних цен в 3,6 раза к 2016 г. в рублевом выражении.

Во-вторых, усилилась межтопливная конкуренция газа с мазутом – впервые за многие десятилетия цена последнего опустилась на 15% ниже цены газа. С начала 2016 г. более высокие экспортные пошлины привели к снижению значения экспортной цены петбэк на российский мазут и, соответственно, к падению цены на внутреннем рынке, где она стала сопоставима с регулируемыми тарифами на природный газ.

В результате прогнозный баланс газа будет определяться потенциальным уровнем спроса (внутреннее потребление и экспорт), а не добычи.

В перспективе при сохранении текущих условий снижение доли Газпрома на внутреннем рынке будет продолжаться, 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.<sup>1</sup> производители могут

---

М.: ИАО «Газпром», 2013. – URL: <http://www.gazprom.ru/press/news-2013/may/article162649/>

<sup>1</sup> Постановление ГД ФС РФ от 15.11.2013 № 3192-6 ГД «О проекте Федерального закона № 378656-6 "О внесении изменений в статью 3 Федерального закона "Об экспорте газа"» и статьи 13 и 24 Федерального закона «Об основах государственного регулирования внешнеторговой дея-

реализовывать СПГ-мощности с собственных заводов. По самым оптимистичным предпосылкам, доля СПГ в общем объеме экспорта составит лишь 12% к 2020 г. и 18% к 2025 г.

На данный момент вся экспортная выручка сосредоточена в руках Газпрома, в 2015 г. она составила 76% в структуре доходов от реализации газа компании<sup>1</sup>.

Отметим, что либерализация рынка газа подразумевает не только равноправие поставок и организации всех участников рынка, но и внедрение конкурентных механизмов ценообразования. Исторически цены на газ в России регулируются при помощи правительственных поручений, что несет за собой высокий уровень неопределенности для компаний и потребителей. Рассмотрим основные фазы государственного управления ценами.

Первый этап регулирования оптовых цен на газ в России осуществлялся с 1991 по 2007 г., тогда официально применялась формула «кост плюс» (удельная себестоимость добычи плюс надбавка). Однако на деле правительство искусственно занижало цены для обеспечения конкурентоспособности национальной промышленности и поддержания социальной стабильности, что одновременно сдерживало инвестиционную активность добывающей отрасли, создавая сложности самостоятельного финансирования новых проектов. Таким образом, фактически цены устанавливались в ручном режиме, отражая политическую волю правительства.

Формально необходимость либерализации оптовых цен была обозначена в 2000 г., когда в программном документе впервые был сформулирован приоритет дальнейшего отказа

---

тельности». – М.: «КонсультантПлюс», 2016. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=EXP;n=571008#0>, Зарг. с экрана.

<sup>1</sup> Справочник «Газпром в цифрах 2011–2015» / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2015. – URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/26/228235/gazprom-in-figures-2011-2015-ru.xls>, Зарг. с экрана.

от регулирования границ цен в пользу установки единого для всех участников рынка транспортного тарифа без детализации сроков. Однако второй этап регулирования, подразумевающий имплементацию такого механизма, начался только спустя 7 лет и завершился в 2013 г. В 2007 г. была официально обозначена необходимость перехода с начала 2011 г. на применение равнодоходных цен с экспортом (экспортный нетбэк, или цена на газ на европейском рынке за вычетом таможенной пошлины и стоимости транспортировки за границей и на внутреннем рынке). За этот период оптовые цены на газ для промышленности, корректируемые вручную, выросли более чем в 2 раза – до 2885 руб./тыс. куб. м в 2011 г., однако с ростом цен на нефть значение фактического нетбэка также возросло относительно изначально прогнозируемого уровня и к 2011 г. уже превышало его на 60%. Таким образом, их уровень все еще значительно отставал от показателей внутренних рынков США и Европы.

С 2011 г. было предложено осуществить переход к рыночным ценам в несколько этапов: вплоть до 2017 г. предполагалось внедрение понижающего коэффициента к равнодоходной цене в рамках задаваемых правительством пределов цен, после чего индикатором цен на 100% должен был стать европейский нетбэк, по сути означающий привязку внутренних цен на газ к «корзине» цен на мазут и газойль в Европе (основных альтернативных газу топлив), которая чаще всего встречается в экспортных контрактах Газпрома. Тем не менее в 2013 г. стало ясно, что для достижения экспортного паритета необходим дальнейший существенный рост цен, что будет продолжать сдерживать потребление газа промышленностью из-за ускорившегося процесса модернизации и усиления межтопливной конкуренции с углем и мазутом.

В рамках третьего этапа (с 2013 г.) идея достижения равнодоходной цены была заморожена на неопределенный срок. Взамен была введена практика ежеквартального пересмотра цен в соответствии с параметрами планируемого го-

дового роста, установленных правительством, но и от этого механизма впоследствии отказались. С 2013 по 2015 г. индексация оптовых цен составляла порядка 5,75% в год, находясь в пределах инфляции<sup>1</sup>.

На сегодняшний день в связи с необходимостью определения общих подходов к ценообразованию в рамках создания общего рынка газа ЕАЭС, который должен заработать с 2025 г., Федеральная антимонопольная служба (ФАС) (правопреемник ФСТ с конца 2015 г.) начала процесс подготовки мероприятий по дерегулированию цен на газ. До 2019 г. предполагается осуществить выравнивание тарифов на транспортировку газа для Газпрома и НПП и создания «ценового коридора» монополисту для обеспечения свободной конкуренции в регионах. Уже разрабатывается новая методика более корректного разнесения затрат при учете транспортного тарифа на расходы внутреннего рынка и экспорта, что позволит повысить прозрачность процедуры.

Также с 11 июля 2016 г. ведомство готовит к запуску в первом полугодии 2017 г. пилотный для трех регионов – Тюменской области, ЯНАО и ХМАО, где будет отменена нижняя граница цены для Газпрома. Фактически такое мероприятие может вернуть монополисту лидирующее положение на рынке, если одновременно не обеспечить равный доступ независимых производителей к ГТС и экспорту. Так как зона пилотного проекта представляет собой один из ключевых нефтегазодобывающих регионов (совокупно на них приходится порядка 85% добычи газа РФ), обеспечивается наиболее высокая маржа производителей за счет низкой удаленности от добычных объектов. Кроме того, эти регионы обеспечивают 25% продаж НОВАТЭКа и 15% реализации газа

---

<sup>1</sup> Оптовые цены на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации. - М.: Федеральная антимонопольная служба, 2015. URL: <http://fas.gov.ru/documents/documentdetails.html?id=13809>

Роснефти<sup>1</sup>, поэтому при предоставлении подобной «субсидии» Газпрому НПГ будут вынуждены увеличивать уровень дисконта к цене для поддержания конкуренции, что безусловно еще больше снизит цены в пилотной зоне.

Таким образом, реализуемые на сегодняшний день мероприятия не обеспечивают равные условия для всех производителей газа, создаются предпосылки для снижения цен на газ в результате ужесточения конкуренции на закрытом для независимых производителей рынке. В условиях кризиса такие меры могут стимулировать внутреннее потребление газа промышленностью, с одной стороны, и создать переизбыток газа на внутреннем рынке по аналогии с США – с другой. Вышеперечисленные тенденции и проблемы необходимо учесть при разработке концепции общего рынка газа ЕАЭС.

## **2.2. Анализ развития рынков и отношений в газовой сфере стран – членов ЕАЭС**

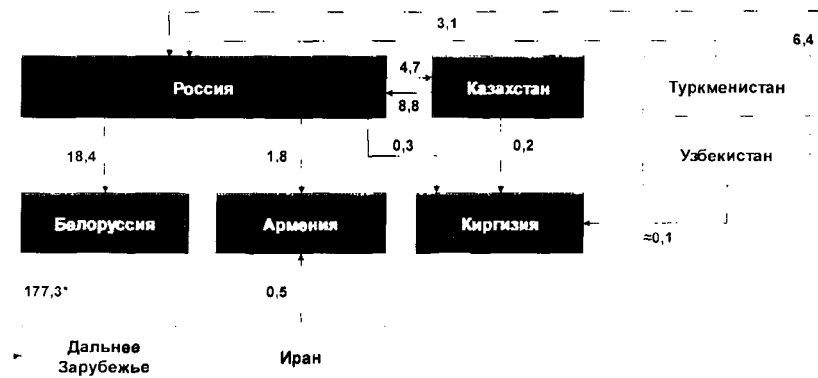
Газотранспортная инфраструктура стран ЕАЭС в своих основных элементах была образована в период существования СССР и позволяет осуществлять прямые поставки газа из России в Белоруссию и Казахстан, из Казахстана – в Россию и Киргизию, также из России через территорию Грузии в Армению. Кроме того, через территорию Белоруссии осуществляются транзитные поставки российского газа в страны ЕС по газопроводу Ямал-Европа, а через территорию Казахстана – экспорт среднеазиатского газа в КНР и Россию.

В 2015 г. страны – члены ЕАЭС – Казахстан, Белоруссия, Армения и Киргизия суммарно потребили почти 35 млрд куб. м. Максимальное потребление газа из стран ЕАЭС (исключая из рассмотрения Российскую Федерацию)

---

<sup>1</sup> Барсуков Ю. ФАС готова освободить газ / Ю. Барсуков // Газета «Коммерсантъ». – 2016. – № 122. – С. 1. – М.: Газета «Коммерсантъ», 2016. URL: <http://www.kommersant.ru/doc/3035576>

приходится на Республику Белоруссию (19,4 млрд куб. м), которая импортирует практически 100% газа из Российской Федерации (рис. 36). Второй страной по потреблению газа является Казахстан, на который приходится 12,4 млрд куб. м. Казахстан является добывающей и экспортирующей страной, 26% добытого объема страна экспортирует.



**Рис. 36. Газовые торговые потоки стран – членов ЕАЭС в 2015 г., млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: О продаже газа в странах БССТ / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2015. – URL: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/cis-baltia/>. Загл. с экрана.

Российская Федерация находится в центре газовой инфраструктуры стран ЕАЭС. ЕСГ России является связующим звеном между ГТС Казахстана и Белоруссии, позволяя транспортировать центральноазиатский газ в западном направлении.

В последние годы на фоне слабого спроса на газ в Европе и избытка предложения в России Газпром снижает закупки газа в Средней Азии и Азербайджане. В 2014 г. компания закупила в Средней Азии и Азербайджане

29,5 млрд куб. м, но лишь 8,6 млрд куб. м из них было отражено как импорт. В ближайшие годы Газпром планирует сокращать закупки газа в Центральной Азии, наращивая собственное производство и покупку газа у российских ИПГ.

В 2014 г. транзит через Казахстан составил 91,4 млрд куб. м газа. Транзит российского газа составил 49,4 млрд куб. м газа, туркменского – 38,4 млрд куб. м и узбекского – 3,6 млрд куб. м.

### **Казахстан**

Из всех стран – членов ЕАЭС Казахстан имеет наибольший потенциал наращивания добычи, что подразумевает растущие возможности ведения бизнеса в стране. Так, за последние 10 лет добыча газа более чем утроилась, достигнув 45,7 млрд куб. м. в 2015 г. Порядка 90% газа обеспечивается двумя крупнейшими нефтегазовыми месторождениями – Караганчак и Тенгиз. При этом более половины добытого газа закачивается обратно в пласт для повышения КИН или используется на проектах для генерации электроэнергии. Основная часть сырого газа экспортируется на российский газоперерабатывающий завод в Оренбурге в силу нехватки перерабатывающих мощностей в самом Казахстане. Порядка 70% конечной продукции возвращается обратно для покрытия дефицита внутреннего спроса страны.

В целом для газового рынка Казахстана характерен высокий уровень конкуренции. В секторе добычи представлены крупные международные нефтегазовые компании: British Gas, ENI, Chevron, ЛУКОЙЛ, CNPC и другие. При этом национальная компания участвует в проектах по добыче, однако не имеет в них контроля – «КазМунайГаз» добывает только 16%<sup>1</sup> от общего объема добычи природного и попутного

---

<sup>1</sup> Годовой отчет 2015. / АО Национальная компания «КазМунайГаз» // сайт АО Национальная компания «КазМунайГаз». Астана: АО Национальная компания «КазМунайГаз», 2015. - URL: [http://www.kmg.kz/upload/corporate management/equity/2015/kmg annual\\_report 2015\\_ru.pdf](http://www.kmg.kz/upload/corporate%20management/equity/2015/kmg_annual_report_2015_ru.pdf)

газа в Казахстане. Формированию конкурентной среды во многом способствовало действующее законодательство в части недропользования. Условия доступа к недрам определяются Законом Республики Казахстан от 24 июня 2010 г. № 291-IV «О недрах и недропользовании». Так, субъектами права недропользования могут быть как казахстанские, так и иностранные физические и юридические лица, по одному контракту предусмотрено право пользования сразу для нескольких лиц. Базовыми способами предоставления права недропользования являются конкурсы и прямые переговоры с недропользователями.

Национальная компания «КазМунайГаз» является вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией, осуществляющей полный производственный цикл от разведки и добычи углеводородов, их транспортировки и переработки до оказания специализированных сервисных услуг. По аналогии российской газовой отрасли, госкомпания Казахстана обеспечивает 95% транспортировки природного газа по магистральным газопроводам. Управление Единой системой газоснабжения в стране осуществляется национальным оператором ГТС – АО «КазТрансГаз» (единственный акционер – «КазМунайГаз»). Правила управления утверждены Приказом министра энергетики Республики Казахстан от 21 октября 2014 г. №63 «Об утверждении Правил осуществления централизованного оперативно-диспетчерского управления режимами работы объектов единой системы снабжения товарным газом».

Крупнейшие газопроводы республики строились в целях транзита среднеазиатского газа в направлении России и впоследствии Китая. Как следствие, доля транзита в общем объеме транспортировки газа в РК в настоящее время составляет более 80%. Между тем, большинство из транзитных газопроводов также используются для поставки газа на внутренний рынок и экспорт. Развитие газотранспортной инфраструктуры имеет самостоятельное стратегическое значение



для экономики республики и обеспечения ее безопасности страны. Так, ранее магистральные газопроводы, проложенные на территории республики, технологически не были связаны между собой, что не позволяло использовать газопроводы для перекачки добываемого в западных регионах газа в южные. В целях решения данной проблемы в настоящее время ведется строительство газопровода «Бейнеу – Бозой – Шымкент», линейная часть первого участка которого уже введена в эксплуатацию, а ввод второго участка намечен на 2016 г. Кроме того, в настоящее время ведется строительство третьей нитки магистрального газопровода «Казахстан – Китай» длиной 1300 км, первые две ветки финальной мощностью в 30 млрд куб. м обеспечивает транспортировку транзитного газа из Туркменистана через территории Узбекистана и Казахстана в КНР.

В 2015 г. экспорт газа из страны составил 10,9 млрд куб. м. Практически весь объем газа экспортируется в Россию в рамках контрактов с ТОО «КазРосГаз». В 2014 г. экспорт газа в Китай составил 0,4 млрд куб. м.

В Астане заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» А. Медведев и Генеральный директор Karachaganak Petroleum Operating B.V. (КРО) Р. Мароли подписали соглашение между ТОО «КазРосГаз» и КРО о продлении до 2038 г. долгосрочного договора купли-продажи газа с Карачаганакского газоконденсатного месторождения в объеме до 9 млрд куб. м в год.

В области газоснабжения страна во многом опирается на собственные сырьевые ресурсы, на долю импорта газа приходится около 36%.

В настоящее время идет обсуждение перспективного экспорта газа из Казахстана в КНР. На основе заявлений казахской стороны предполагается, что объем поставок может достичь 10 млрд куб. м. Инфраструктура для поставок газа из Казахстана в Китай уже создана в рамках Трансазиатского газопровода.

В силу своего географического положения Казахстан выступает в качестве страны-транзитера для обеспечения поставок туркменского газа (с 2009 г.) и узбекского газа (с 2012 г.) в КИР, а также для российского газа.

В целях обеспечения транспортировки растущих объемов природного газа из Туркменистана и Узбекистана в рамках разработанного Обоснования инвестиций в развитие магистральных газопроводов «Средняя Азия – Центр», «Макад – Северный Кавказ» и «Окарем – Бейнеу» в 2007 -2008 гг. завершено строительство новых участков магистрального газопровода «Средняя Азия – Центр», лупинга «Средняя Азия – Центр» и строительство нового турбокомпрессорного цеха на компрессорной станции «Опорная», что позволило увеличить производительность всей системы магистрального газопровода «Средняя Азия – Центр» до 60 млрд куб. м в год.

### **Белоруссия**

В Белоруссии не сложился конкурентный рынок природного газа, данный сектор является полностью монополизированным. Добычей попутного нефтяного газа занимается ГПО «Белоруснефть».

ОАО «Газпром-трансгаз», являющийся дочерней структурой ПАО «Газпром», обеспечивает газоснабжение потребителей Республики Беларусь по магистральным трубопроводам, проходящим по территории республики, а также осуществляет транзитные поставки российского природного газа в Калининградскую область, Литву, Украину, Польшу в рамках белорусского участка магистрального газопровода «Ямал – Европа» протяженностью 575 км.

В целом сегодня страна обладает разветвленной газотранспортной системой с общей изначальной пропускной способностью на входе в 51 млрд куб. м. в год и общей протяженностью магистральных и распределительных газопроводов в 7,9 тыс. км. В 2015 г. ОАО «Газпром-трансгаз» инвестировал порядка 100 млн долл. в развитие белорусской ГТС.

Всего же в 2013–2020 гг. планируется инвестировать в развитие газотранспортной системы порядка 2-2,5 млрд долл.

По территории Белоруссии проходит один из ключевых газотранспортных коридоров, по которому российский газ транспортируется на рынки стран ЕС. В 2015 г. по этому направлению в Европу было экспортировано около 35 млрд куб. м.

Для внутреннего потребления республика получает большие объемы природного газа из России, в 2014 г. поставки ПАО «Газпром» составляли 19,6 млрд куб. м.

Транзитные газотранспортные мощности Белоруссии представлены магистральным газопроводом «Ямал – Европа», по которому ежегодно транспортируется свыше 30 млрд куб. м газа, и системой газопроводов ОАО «Белтрансгаз» (15 млрд куб. м в год), которые в настоящее время находятся в собственности ПАО «Газпром». Через территорию Белоруссии природный газ поставляется, главным образом, в Польшу и страны Западной Европы (72% транзитных объемов), Украину (17%), Литву (7%) и Калининградскую область (3%).

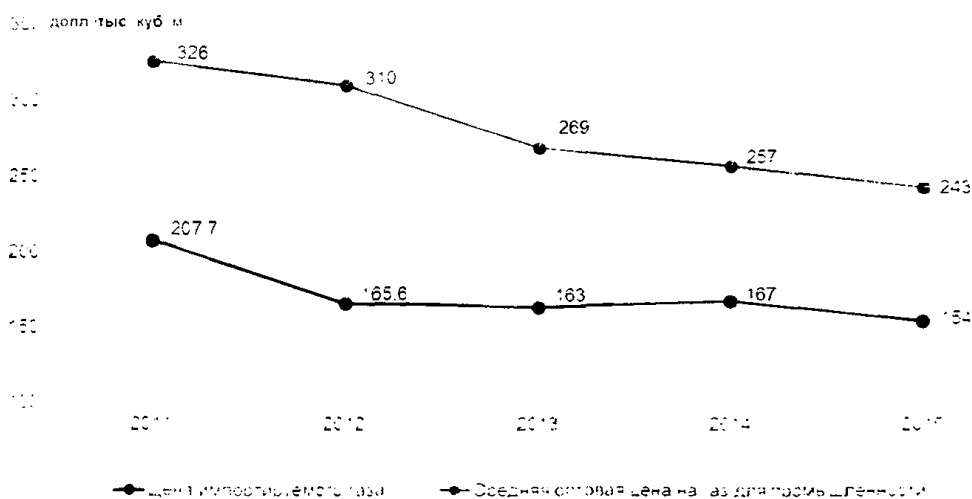
В 2015 г. транзит российского природного газа через территорию Белоруссии составил 45,1 млрд куб. м, что на 7,6% меньше аналогичного показателя 2014 г. (48,8 млрд куб. м).

Транзит природного газа через территорию Белоруссии в 2012–2014 гг. регулировался Контрактом на транспортировку природного газа через территорию Белоруссии № ГБ/ТР от 25 ноября 2011 г. В конце 2014 г. ПАО «Газпром» и ОАО «Газпром-трансгаз» подписали контракт на транзит российского газа через территорию Белоруссии в 2015–2017 гг.

В связи с переориентацией направлений поставок, обусловленных снижением транзита газа через Украину, в последние два года увеличен объем прокачки газа по газопроводу Ямал – Европа. В 2013- 2014 гг. газопровод эксплуати-

руется, по данным Газпрома, в условиях максимальной технической производительности. При заявленной проектной мощности в 32,9 млрд куб. м в год, объем поставок в 2014 г. превышал 34 млрд куб. м. В то же время в направлении Литвы и Калининграда уровень загрузки мощностей значительно ниже потенциальной возможности транзита. При мощности в 8,5 млрд куб. м поставки не превышают 5 млрд куб. м.

На сегодняшний день Газпром обеспечивает бесперебойную работу ГТС Белоруссии, объем инвестиций в ее модернизацию и реконструкцию с 2011 г. увеличился более чем в 3 раза и в 2015 г. вырос до 4 млрд руб.



**Рис. 37. Динамика импортных и внутренних цен на газ Белоруссии для промышленности**

Источник: Национальный статистический комитет Республики Белоруссии / Национальный статистический комитет Республики Белоруссии. – URL: [http://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/makroekonomika-i-okruzhayushchaya-sreda/tseny/ofitsialnye-publikatsii/16/index\\_5315/informatsiya-dlya-respondenta/perepis-naseleniya/index\\_5316/](http://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/makroekonomika-i-okruzhayushchaya-sreda/tseny/ofitsialnye-publikatsii/16/index_5315/informatsiya-dlya-respondenta/perepis-naseleniya/index_5316/)

Уровень цен на оптовом рынке газа Белоруссии определяется прежде всего стоимостью импорта российского газа. Цена на импортный российский газ в 2011–2015 гг. снижалась с 207,7 долл. за 1 тыс. куб. м. до 154 долл. за 1 тыс. куб. м. в 2015 г. вслед за ценой на нефть (рис. 37).

Цена на импортируемый газ (единственным поставщиком газа для Белоруссии является Россия) определяется подписанным 25.11.2011 Соглашением между Правительством РФ и Правительством Республики Белоруссия о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Белоруссия и устанавливается в долларах США.

Цены на внутреннем рынке газа как для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, так и для населения утверждаются ежегодно Министерством экономики. Аналогично цене на импортируемый газ снижалась цена на газ и для оптовых потребителей. Однако разница в абсолютных цифрах достаточно значимая – в 2015 г. при цене закупки газа 154 долл./тыс. куб. м., средняя цена для юридических лиц составляет 243 долл./тыс. куб. м.

## **Армения**

Единственным игроком на газовом рынке Республики Армения является ЗАО «Газпром Армения», являющаяся 100% дочерним обществом ПАО «Газпром».

В составе газотранспортной системы Армении по состоянию на начало 2015 г. обслуживается 1841 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов. Исходя из производственной необходимости, в транспортировке газа задействовано 1594 км газопроводов, остальная часть находится в режиме оперативного резерва, что говорит об избыточности транспортных мощностей в стране.

Во времена Советского Союза газотранспортные системы Армении, Грузии и Азербайджана функционировали

как единый механизм. Газ экспортировался из Средней Азии в Азербайджан, а затем поступал на рынки Грузии и Армении. Как следствие, распад Советского Союза привел к остановке некоторых систем газовых перегогов, из-за чего единственным возможным сегодня экспортным маршрутом в Армению из России является транзит через Грузию.

Импорт газа из России осуществляется через Грузию по газопроводу Моздок (Россия) – Тбилиси (Грузия) – Армения (мощность – 1,8 млрд куб. м). Кроме этого, Армения имеет возможность получать газ из Ирана по газопроводу Иран-Армения (мощность 1,1 млрд куб. м с перспективой увеличения до 2,3 млрд куб. м в год). Газовые поставки из Ирана осуществляются через 140-километровый газопровод Иран – Армения, соединяющий Тебриз и газораспределительную станцию в Мегри, в обмен на электроэнергию в соотношении 1 куб. м. газа против 3 кВт·ч электроэнергии.

Объем поставок природного газа из России в Армению в 2015 г. составил порядка 2 млрд куб. м, т.е. находится на пределе мощностей ГТС. Кроме того, был подписан контракт между ОАО «Газпром-экспорт» и ЗАО «АрмРосГазпром», в соответствии с которым до 2018 г. в Армению будет поставлять до 2,5 млрд куб. м газа в год. Его цена будет определяться в соответствии с формулой цены, привязанной к системе российского ценообразования на газ.

Отметим, что сразу после подписания соглашения с Россией Армения приостановила импорт иранского газа, поскольку его цена на границе с Арменией (400 долл./тыс. куб. м) была существенно выше цены российского газа.

### **Киргизская Республика**

10 апреля 2014 г. ПАО «Газпром» и ОАО «Кыргызгаз»<sup>10</sup> подписали договор купли-продажи 100% доли в уставном капитале ОсОО «КыргызгазПром» (переименован в ОсОО «Газпром Кыргызстан») -- 100% дочернего предприятия компании «Кыргызгаз». «Газпром Кыргызстан» – экс-

кклюзивный импортер природного газа в Киргизию, собственник газотранспортной и газораспределительной систем республики.

Киргизия зависит от импорта газа более чем на 90%. Киргизия не располагает обширными запасами природного газа. Доказанные запасы природного газа там оцениваются в 6 млрд куб. м.

Газ импортируется для севера страны из Казахстана, а также с 2014 г. – из России, для юга – из Узбекистана. Поставки газа осуществляются по трубопроводу Бухара – Ташкент – Тараз – Бишкек – Алматы.

Экспорт газа из Киргизии в другие страны не осуществляется. Киргизия является транзитной страной, контролирует участок магистрального трубопровода Бухара – Ташкент – Тараз – Бишкек – Алматы, находящийся в управлении Газпрома на территории Киргизии. Его проектная мощность составляет 22 млрд куб. м. газа в год, трубопровод заполняется газом из Узбекистана и имеет стратегическое значение для снабжения Казахстана и Киргизии.

Основные транспортные активы ОсОО «Газпром Кыргызстан» эксплуатируются в течение 30-35 лет и предельно изношены (более чем на 70%). Анализ состояния газопроводов и характер их повреждения показывают, что основная часть их не подлежит восстановлению и требует замены. Низкое техническое состояние газопроводов приводит к потерям природного газа (потери составили 12% по итогам 2013 г.).

Киргизия получает природный газ преимущественно из Казахстана (70%) и Узбекистана (20%), на долю российских поставок приходится незначительные объемы (0,1 млрд куб. м в 2014 г.). Киргизия одобрила проведение технико-экономического обоснования сооружения нового транзитного газопровода для экспорта газа из Туркмении в КНР, так называемую линию Д (Line D системы Центральная Азия – КНР). Строительство этого объекта начато в 2014 г. на тер-

ритории Таджикистана. Это позволит Киргизии в перспективе получать сборы с транзита, объем которого может составить 25-30 млрд куб. м в год.

### **Выводы:**

1. Анализ прогнозных тенденций мирового баланса газа позволяет предположить, что добычные возможности по газу будут значительно превышать перспективное потребление. В частности, коммерциализация добычи газа плотных коллекторов в США практически нивелировала потребности внутреннего рынка в импорте, в результате чего бывшие экспортные потоки в американском направлении были переориентированы на европейский и азиатский рынки. В то же время прогнозный уровень СПГ мощностей значительно превышает возможности по его приему и регазификации.

2. Со стороны спроса газ проигрывает межтопливную конкуренцию более дешевому углю и субсидируемым возобновляемым источникам энергии в электроэнергетике. Кроме того, развитие стагнационных процессов в экономиках развитых стран, замедление темпов роста ВВП в Китае и сокращение потребления газа в Европе, а также прорыв в политике декарбонизации развитых экономик будут ограничивать предел роста потребления. В результате объемы уже законтрактованного газа в Европе и Китае превышают потенциальный уровень потребления.

3. Глобализация мировых газовых рынков приводит к постепенной смене приоритетов в отношении механизмов ценообразования и контрактных условий. Продление истекших газовых контрактов на более короткие сроки увеличивает риски окупаемости инвестиций газодобывающих компаний и ставит под сомнение целесообразность реализации крупных газотранспортных проектов Газпрома в Европе.

4. Концепция развития внутреннего рынка газа в России после нескольких попыток его реформирования, в част-



ности, с момента отказа доведения цен промышленности до цены европейского нетбэжа в 2013 г. фактически отсутствует. С одной стороны, остается неопределенность в отношении цен на газ, доступа независимых производителей к ЕСГ и трубопроводному экспорту. С другой стороны, сегодня активно прорабатывается концепция общего рынка газа ЕАЭС, подразумевающая не только унификацию нормативно-правовой базы, но также создание недискриминационного доступа к газотранспортной системе и определения единых подходов к ценообразованию. Обе проблемы поднимают вопрос о проведении масштабного реформирования российской газовой отрасли.

5. Реализация существующих пилотных проектов по либерализации цен на газ в нескольких регионах России будет приводить к усилению монополии доминирующего производителя ПАО «Газпром» без проведения мероприятий по выделению газотранспортных активов для формирования независимого оператора.

6. Газпром имеет высокую степень аффилированности с компаниями газового рынка ЕАЭС, но с распадом Советского Союза степень интеграционных связей ослабевает из-за отсутствия проектов многостороннего интереса.

## Глава 3

# МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОГО РЫНКА ГАЗА В РАМКАХ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС

---

Новое интеграционное экономическое объединение Евразийский экономический союз (ЕАЭС) подразумевает унификацию регулирования в 19-ти сферах экономики. Тем не менее именно газовая направленность имеет фундаментальное значение для российской стратегии и в то же время является предметом активных споров и столкновений интересов правительств стран - членов ЕАЭС, в частности, по вопросам цен на газ и обеспечения доступа к газотранспортным системам (ГТС).

В 2013 г. Евразийской экономической комиссией (ЕЭК) были разработаны методики формирования индикативных энергобалансов стран – участниц объединения, предложения по формированию единой таможенной политики, проведены сравнительные анализы государственных законодательных баз в газовой части.

Однако в нынешних условиях это является недостаточным. Модель функционирования общего рынка газа ЕАЭС должна представлять собой систему экономических отношений хозяйствующих субъектов, инфраструктурных организаций и потребителей газа государств – членов ЕАЭС в сфере геологоразведки, добычи, переработки, хранения, транспортировки и поставок газа на территории государств-членов

ЕАЭС, что потребует серьезных вмешательств в действующую систему регулирования.

С учетом того, что ввод общего рынка газа ЕАЭС запланирован на 2025 г., существует высокая степень неопределенности в отношении будущей политики стран-участниц, что непосредственно сопряжено с высокими рисками. Особенно это актуально для Российской Федерации -- главного игрока на данном рынке.

Во-первых, уже сегодня Россия рискует стать донором для этих стран -- членов объединения и будет вынуждена предоставлять комплексное решение, идя на уступки не только в ценах, но и в смежных инфраструктурных проектах. Так, уже в марте 2015 г. после одобрения коллегией Евразийской экономической комиссией (ЕЭК) концепции формирования общего энергетического рынка Белоруссия настаивала на преждевременном запуске свободных поставок энергоресурсов и фиксации долгосрочных цен на газ. Но общий газовый рынок должен быть запущен последним, а концепцию рынка газа и программу его формирования должны будут утвердить не ранее 2016 и 2018 гг. соответственно. При сохранении такой позиции, создание общего рынка газа может быть отложено на неопределенный срок.

Кроме того, для интеграции необходимо и внутреннее сближение цен на газ, что потребует тщательного подхода к регулированию ценообразования на рынке ЕАЭС. Для эффективного механизма работы рынка странам предстоит пройти нелегкий путь к либерализации газовых рынков.

### **3.1. Угрозы внешнеэкономической безопасности России в условиях функционирования ЕАЭС**

Надо отметить, что развитие торговых отношений в рамках экономического союза сопряжено с новыми угрозами экономической безопасности РФ.

Так, например, одна из потенциальных угроз связана с вступлением Казахстана в ВТО. В связи с тем, что в ВТО вступает не ЕАЭС, а конкретная страна, то переговоры по либерализации рынка ведутся непосредственно с ней. Это значит, что, принимая на себя обязательства по либерализации рынка того или иного товара, Казахстан, если это не совпадает с существующей в ЕАЭС ставкой таможенного тарифа, будет вынужден оформлять это как изъятие из общих правил, а страны – члены ЕАЭС вводить по этому изъятию переходный период, в конце которого вынуждены будут принять эту пониженную ставку. Эта система изъятий привела к тому, что экспортеры научились играть на разнице таможенных ставок, и что также немаловажно на разнице в национальном налогообложении (ставка НДС в России 18%, Казахстане и Киргизии -- 12%, Белоруссии и Армении -- 20%). Учитывая низкий НДС в Казахстане, ввозить товары через него выгодней (табл. 1).

*Таблица 1*

**Максимальные ставки налогов в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации в 2016 г. (%)**

Страна	Налог на прибыль	Налог на добавленную стоимость	Налог на доходы физических лиц	Страховые взносы*
Армения	20	20	24,4	10
Беларусь	18	20	13	35,6
Казахстан	15	12	10	21
Киргизия	10	12	10	27,25
Россия	20	18	13	30,4

\* В страховые взносы включены отчисления на пенсионное, социальное и медицинское страхование.

Источник: составлено авторами по данным налоговых ведомств соответствующих стран - [www.nalog.by](http://www.nalog.by), [www.nalog.kz](http://www.nalog.kz), [www.nalog.ru](http://www.nalog.ru), <http://www.sti.gov.kg>, [http://am.spinform.ru/nalogovaya\\_systema.html](http://am.spinform.ru/nalogovaya_systema.html).

Еще одной проблемой является сложность определения страны происхождения технически несложных товаров. К таким товарам относится продукция сельского хозяйства, текстильной отрасли и ряда других отраслей. Сделать в современных условиях на такие товары сертификат страны происхождения товара не сложно, а вот реально выяснить, где же произведён данный товар, практически невозможно. Плюс проблема коррупции на пропускных пунктах, и российский рынок наполнен так называемым киргизским текстилем.

Реально оценить объемы присутствия таких товаров на рынке Таможенного союза чрезвычайно сложно, но некоторые эксперты приводят такие цифры. Самым главным поставщиком таких товаров является Китай (на него приходится 34% всех таких товаров), на втором месте Германия – 7,3%, а на третьем Италия – 5,7%<sup>1</sup>. Доля Китая в товарообороте Казахстана в 2012 г. уже составила 17,5%, тогда как России 17,4.

Но, по мнению тех же экспертов, это лишь верхушка айсберга. Неконтролируемые потоки контрабандного груза идут через Казахстан в Россию. На казахских новостных лентах регулярно появляются сообщения о задержании контрабандного груза из Китая<sup>2</sup>. Не так давно в Казахстане начался громкий судебный процесс, – «дело Хоргос» по названию одноимённого пограничного поста. Преступная группировка, состоящая из высокопоставленных таможенников и сотрудников комитета национальной безопасности, обеспечивала беспрепятственное прохождение контрабандных товаров через таможенные посты «Хоргос», «Калжат» и «Достык». Теневые доходы группировки, по информации следственных

---

<sup>1</sup> URL: <http://prav.ed.gov.kz/analysis/4440-itogi-vt-ts.html>

<sup>2</sup> URL: <http://www.zakon.kz/kazakhstan/4512236-kontrabanda-tnp-iz-kitajana-1-mln.html>

органов Казахстана, составляли до 6 млн долл. в неделю<sup>1</sup>. Очевидно отсюда, что нелегальный ввоз товаров из Китая, в разы превышает официальный импорт. Таким образом, это серьезнейшая угроза экономической безопасности РФ, на снижение которой Российская Федерация никак повлиять не может.

Также Российская Федерация не справляется с таким новым явлением, как применение российскими участниками внешнеэкономической деятельности схем фиктивного импорта и незаконного вывоза капитала. Суть в том, что в условиях отсутствия между странами таможенного контроля российские компании стали заключать фиктивные контракты на покупку какого-либо товара с компаниями Казахстана или Белоруссии, которые выступают как агенты компаний третьих стран. В итоге проследить, идёт ли товар реально, нет возможности, а оплата товара ведётся российскими компаниями напрямую в третьи страны. Таким образом, старая проблема бегства капитала из страны получила ещё одну плохо контролируемую схему.

По данным Центрального банка РФ, используя схемы фиктивного импорта из России, в 2012 г. из страны через белорусские фирмы было выведено порядка 15 млрд долл. и еще порядка 10 млрд долл. через казахские<sup>2</sup>. То есть фактически масштабы фиктивных импортных операций сопоставимы с объемами подтверждённого импорта из Казахстана и Белоруссии в Россию. Центральный банк, признав существование проблемы, тем не менее, также признал, что пока не видит инструмента решения этой проблемы. Единственное, что было сделано со стороны российской стороны, – это выработка ЦБ рекомендаций российским кредитным организациям, в соответствии с которыми они должны не осуществлять платежи по схемам, хотя бы отдаленно напоминающим

---

<sup>1</sup> URL: <http://customsunion.kz/info/4638.html>

<sup>2</sup> URL: <http://expert.ru/expert/2013/37/torgovlya-pustotoj/>

союзный псевдоимпорт, а запрашивать у внешнеторговых контрагентов из ЕАЭС большое количество дополнительных подтверждающих документов, максимально усложняя тем самым платежи по импортно-экспортным операциям внутри единого экономического пространства.

Пытаясь хоть как-то справиться с ситуацией, ЦБРФ призвал российские банки не осуществлять платежи по схемам, хотя бы отдаленно напоминающим союзный псевдоимпорт.

Ещё одной новой угрозой для экономической безопасности России является валютная политика стран – членов ЕАЭС. Создание единой таможенной территории трех стран усиливает конкуренцию на всем таможенном пространстве. И это касается, в том числе, национальных производителей. Поэтому девальвация национальной валюты, которая велась Белоруссией в 2009-2011 гг. негативным образом сказалась на российских производителях, прежде всего сельскохозяйственных товаров.

Также новой угрозой российской экономической безопасности в условиях свободного движения капитала и сохраняющихся различий в условиях ведения бизнеса в странах ЕАЭС (табл. 2) является перенос российскими компаниями, прежде всего из центральных регионов России и Сибири, своей производственной и хозяйственной деятельности в Казахстан.

Только в 2010 – начале 2011 г. более 400 российских предприятий малого и среднего бизнеса переместились в Казахстан<sup>1</sup>. Действительно, и Казахстан, и Белоруссия опережают Россию в мировом рейтинге условий для ведения бизнеса. Особенно важно, что произошло это улучшение за дос-

---

<sup>1</sup> Евразийский интеграционный проект: эффекты и проблемы реализации (научный доклад) / под общ. ред. С.П. Глинкиной. – М.: Институт экономики РАН, 2013. – 92 с. URL: [http://inecon.org/docs/Glinkina\\_paper\\_2013.pdf](http://inecon.org/docs/Glinkina_paper_2013.pdf)

таточно короткий период. С 2007 г. Казахстан поднялся в рейтинге на 13 позиций, с 63-го на 50-е место, а Белоруссия на 66 позиций – со 129-го на 63-е место. Причем в 2014 г. Казахстан вошёл в список стран, продемонстрировавших самые значительные улучшения в облегчении ведения бизнеса за год.

Таблица 2

**Сравнение условий ведения бизнеса в странах ЕАЭС (2016)**

Условия ведения бизнеса	РФ	РБ	РК	РА	КР
Общий рейтинг	92	63	51	43	73
Обеспечение исполнения контрактов	10	13	27	28	141
Регистрация собственности	17	3	18	9	6
Кредитование	109	109	86	42	29
Защита инвесторов	115	98	22	51	40
Разрешение неплатёжеспособности	55	74	54	75	122
Налогообложение	56	133	18	88	148
Регистрация предприятий	88	15	30	13	28
Международная торговля	157	149	186	48	81
Получение разрешения на строительство	178	30	145	78	31
Подключение к системе электроснабжения	117	168	87	76	161

Источник: составлено по данным Всемирного банка (Doing business 2014). – URL: <http://russian.doingbusiness.org/data/exploreeconomies/russia>

Но еще более негативным образом скажется на российской экономической безопасности белорусская и казахская политика привлечения прямых иностранных инвестиций через создание свободных экономических зон (СЭЗ).

В ноябре 2011 г. для углубления и развития отношений с Китаем Президент Республики Казахстан подписал Указ



о создании свободной экономической зоны «Хоргос – Восточные ворота» (Хоргос). Данная СЭЗ располагается на территории двух государств. Общая площадь Хоргоса составляет 528 га, из них 185 га находится на территории Казахстана и 343 га в Китае. Она будет включать в себя: сеть торгово-выставочных комплексов и площадку для переговоров; сухой порт – транспортно-логистический комплекс; индустриальную зону – комплекс промышленных предприятий; жилую зону; территорию вспомогательной инфраструктуры и перспективного развития. Кроме того, на территории Хоргоса предусмотрен безвизовый режим пребывания для граждан Китая, Казахстана и третьих стран.

В указе определены приоритетные виды деятельности СЭЗ, в частности:

- 1) складское хозяйство и вспомогательная транспортная деятельность;
- 2) производство продуктов питания;
- 3) производство кожаной и относящейся к ней продукции;
- 4) производство текстильных изделий;
- 5) производство прочей неметаллической минеральной продукции;
- 6) производство продуктов химической промышленности;
- 7) производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования;
- 8) производство машин и оборудования, не включенных в другие категории;
- 9) строительство в соответствии с проектно-сметной документацией зданий для организации выставок, музея, складских и административных зданий.

По проекту 80% производимой в рамках СЭЗ продукции будет отправляться на экспорт, т.е. российский и европейский рынки.

Указом президента Белоруссии № 253 от 5 июля 2012 г. был образован китайско-белорусский индустриальный парк, официальной целью которого является создание высокотехнологичных экспорториентированных производств. Индустриальный парк создан в форме зоны свободной торговли с льготным налогообложением. В частности, резидент парка с момента регистрации освобождается на 10 лет от всех корпоративных налогов:

- налога на прибыль в отношении прибыли, полученной от реализации товаров (работ, услуг) собственного производства, произведенных на территории парка;
- налога на недвижимость по зданиям и сооружениям, расположенным на территории парка;
- земельного налога за земельные участки на территории парка, находящиеся в частной собственности.

В последующие 10 лет резидент будет обязан платить 50% от действующих ставок этих налогов.

Ставка индивидуального подоходного налога фиксированная и составляет всего 9%, что на 25% меньше общереспубликанской.

Кроме того, резиденты парка освобождаются от уплаты таможенных пошлин и НДС при ввозе в Беларусь товаров для использования в целях реализации инвестиционных проектов в парке. Причём в документе есть оговорка, что льготуруется ввоз оборудования (комплектующих и запасных частей к нему), а также сырья и материалов, если такое сырьё и материалы не производятся в странах Таможенного союза (производятся в недостаточном количестве или не соответствуют техническим характеристикам инвестиционного проекта)<sup>1</sup>. Понятно, что при желании технические требования можно сформулировать так, что комплектующие из России или Казахстана никогда не будут соответствовать этим требованиям.

---

<sup>1</sup> URL: <http://www.industrialpark.by/investor/benefit/tax/>

Еще один немаловажный момент, прописанный в указе, касается привлечения иностранной рабочей силы. В частности, предусматривается проведение особой политики в отношении привлекаемой иностранной рабочей силы, а именно «освобождение от уплаты пошлины за выдачу, продление срока действия разрешений на привлечение иностранной рабочей силы, специальных разрешений на право занятия трудовой деятельностью в Беларуси, за выдачу разрешений на временное проживание в Беларуси»<sup>1</sup>. Кроме того, «резиденты парка, а также их работники из числа иностранных граждан освобождаются от уплаты обязательных страховых взносов с фонда их заработной платы»<sup>2</sup>.

Для потенциальных инвесторов Индустриальный парк представляет интерес не только серьёзными льготами, но и месторасположением. Парк занимает 8048 га и находится в 15 км от Минска и, следовательно, имеет готовую транспортную и инженерную инфраструктуру, подведенную к выбираемому земельному участку. Земельные участки на территории парка инвестор может получить в пользование (аренду) сроком до 99 лет либо приобрести в частную собственность. В целом условия очень привлекательные, и российские инвесторы потенциально также могут ими воспользоваться, но есть одно «но». За стратегию развития парка, сдачу в аренду и продажу земельных участков отвечает управляющая компания. Управление этой компанией осуществляют совместно Белоруссия и Китай. Характерно при этом распределение долей в уставном фонде: 30% принадлежит минскому областному исполнительному совету, т.е. чиновникам, с которыми китайская сторона всегда сможет найти общий язык; 10% холдингу «Горизонт», действительно крупнейшему производителю промышленной продукции в Белоруссии, и 60% ОАО «Китайская корпорация инжини-

---

<sup>1</sup> URL: <http://www.industrialpark.by/investor/benefit/tax/>

<sup>2</sup> Там же

ринга САМС», специализирующаяся на реализации международных инвестиционных проектах под ключ и привлечением инвесторов. Интересна география работы компании: свои представительства она имеет в Канаде, Мьянме, Лаосе, Бангладеш, Филиппинах и Индонезии, Монголии, Саудовской Аравии, Кыргызстане, Туркменистане, Венесуэле, Кубе, Эквадоре, Кении, Зимбабве, Эфиопии, Чаде, Анголе и Замбии. Но еще интереснее тот факт, что ОАО «Китайская корпорация инжиниринга САМС» входит в группу компаний China National Machinery Industry Corporation (SINOMACH), а вот SINOMACH Group – это огромный холдинг, состоящий из 28 компаний, который входит в список 500 крупнейших корпораций в мире. Занимается разработкой, производством и продажей тяжелой техники и промышленного оборудования, оказанием услуг в области муниципального строительства, телекоммуникаций, металлургии, кораблестроения, нефтехимии, машиностроения, электроэнергетики, авиакосмической промышленности, сельскохозяйственного машиностроения, строительных материалов, легкой промышленности и других сфер и др.

Парк имеет все шансы стать китайской промышленной площадкой для российского и европейского рынков. 14 октября 2013 года был утверждён детальный план территории первоочередного освоения Китайско-Белорусского индустриального парка, который состоит из двух площадок – северной (промышленно-логистической) и южной (административно-жилой). Очевидно, что жилой комплекс строится для китайских специалистов. Всего же в индустриальном парке будут работать до 600 тысяч человек<sup>1</sup>. Кроме компании

---

<sup>1</sup> По данным последней переписи населения, за последние 10 лет численность китайцев, постоянно проживающих в Беларуси, выросла более чем в 20 раз. Сейчас более 2 тыс. китайских студентов обучаются в белорусских высших учебных заведениях и более 150 белорусских – в Китае. Интересно, что число обучающихся в китайских вузах белорусской молодежи постоянно растет. Белорусские студенты получают стипендии.

SINOMACH резидентом парка уже стала китайская компания ZTE – крупнейший производитель телекоммуникационного оборудования и мобильных телефонов и корпорация Zhejiang Geely Holding Group – крупнейший китайский автопроизводитель, который уже имеет опыт работы в Белоруссии. Корпорация совместно с ОАО «БелАЗ» и совместным белорусско-китайским предприятием по производству автокомпонентов «Союзавтотехнологии» создала СЗАО «БелДжи» в декабре 2011 г.

СЗАО «БелДжи» белорусское правительство предоставило в аренду на 99 лет земельный участок площадью 118,87 га для строительства и эксплуатации объектов предприятия, а также участки для строительства и эксплуатации объектов инфраструктуры. В 2013 г. были выпущены первые модели, хотя на полную проектную мощность предприятие выйдет в 2019 г. Планируется выпускать 120 тыс. автомобилей в год, причем 90% выпуска экспортировать. Планируемый среднесписочный состав рабочих – 1,9 тыс. человек. Очевидно, что с точки зрения экономических интересов Белоруссии это более чем выгодный проект. Для того чтобы поддержать китайских автопроизводителей, белорусское правительство даже выпустило указ «Об упорядочении приобретения служебных легковых автомобилей», который жестко регламентирует максимальную стоимость приобретаемых чиновниками автомобилей – не более 25 тыс. евро с учетом растаможки. На март 2014 г. автомобили, выпускаемые на территории Белоруссии, стоят у дилеров менее 13 тыс. долл.<sup>1</sup> Таким образом, когда завод выйдет на проектную мощность, он станет серьезным конкурентом прежде всего российскому АвтоВАЗу.

---

предоставленные правительством КНР. Во всех областях Беларуси есть школы, где преподается китайский язык, в них работает более 20 китайских преподавателей.

<sup>1</sup> URL: <http://auto.tut.by/news/road/338660.html>

Пока локализация СЗАО «БелДжи» составляет лишь 5%. Исправить эту ситуацию компания надеется, разместив часть производства комплектующих в индустриальном парке, а часть на уже существующих заводах Белоруссии. Компания уже провела аудит 10 предприятий и сформулировала технические задания с описанием конкретных мероприятий, чтобы наладить производство необходимых для корпорации автокомпонентов. Именно увеличение локализации в конечном итоге позволит китайским автомобилям беспрошленно попасть на российский рынок.

В целом же надо сказать, что, по данным Белорусского правительства, в 2014 г. Китай реализует в Беларуси 20 проектов стоимостью в 5,5 млрд долл. 20 января 2014 г. Беларусь и Китай приняли программу развития всестороннего стратегического партнерства на 2014–2018 гг. Программа предусматривает конкретные шаги по углублению сотрудничества в области авиации и космоса, машиностроения, контроля и управления фондовыми бумагами и т.д.

Еще одним из механизмов проникновения Китая в белорусскую экономику являются кредиты Экспортно-импортного банка и Государственного банка развития Китая. Правительство Белоруссии заключило договор с данными банками на предоставление экспортных покупательских кредитов. Причём из упомянутых выше 5,5 млрд долл. стоимости инвестиционных проектов около 3,5 млрд поступили через механизм кредитной поддержки упомянутых банков. Размер кредита по проекту не превышает 85% стоимости коммерческого контракта. Условия выделения кредитов (процентная ставка, размер комиссии за обязательство, комиссия за управление, размер страховой премии и др.) устанавливаются по результатам договоренности сторон для каждого инвестиционного проекта отдельно и зависят от категории заемщика, особенностей инвестиционного проекта, сроков его реализации, заказчика и китайского подрядчика. Заёмщиком может быть правительство или резидент Республики Бела-

русью под гарантию правительства Республики Беларусь. Но самое главное условие – доля поставляемых китайских товаров должна быть не менее 50% стоимости торгового договора, а при заключении договора на выполнение подрядных работ доля китайской продукции, работ и услуг должна составлять не менее 15% стоимости договора генерального подряда<sup>1</sup>. То есть даже при существовании российских или казахских аналогов кредитный договор фактически блокирует их использование.

Ещё одна угроза, на которой следует остановиться это российские транспортно-логистические компании и перевозчики. Относительная легкость прохождения казахской таможенной границы и дешевизна автомобильной перевозки грузов, в отличие от железнодорожной (в условиях постоянного роста российских железнодорожных тарифов), привели к заметному замещению маршрутов, идущих из Китая через российский Дальний Восток на Казахстан. Все вышперечисленное привело к огромным потерям российских логистических компаний и перевозчиков и стало причиной открытого письма на имя президента РФ, председателя правительства, руководства Федеральной таможенной службы РФ (ФТС) российских участников внешнеэкономической деятельности.

Казахстан в свою очередь поставил себе в качестве стратегической цели создание транспортно-логистического хаба, т.е. логистического комплекса, который включает в себя: центр приграничного сотрудничества «Хоргос»; производственные помещения для обработки или подготовки к перевозке товарной продукции; ремонтные мастерские для грузового автотранспорта; железнодорожный терминал; а также автомагистраль международного класса Западная Европа – Западный Китай.

---

<sup>1</sup> URL: <http://www.economy.gov.by/ru/invpolicy/sotrudnichestvo-china/Invest-Sotr-Kitai>

Для реализации данного проекта был создан Национальный центр развития транспортной логистики и уже кроме Хоргоса построена железнодорожная линия Жетыген – Алтынколь (293 км). Также создано совместное предприятие – Китайско-Казахская Синьцзянская компания логистики международных контейнерных перевозок. Причем руководителем предприятия стал гражданин Китая.

Таким образом, обозначенная выше угроза превращения Белоруссии и Казахстана в поставщиков дешёвых, но вместе с тем высококонкурентоспособных китайских товаров становится реальностью, в которой функционирует ЕАЭС.

Фактически все вышеперечисленные угрозы можно объединить и назвать эту объединенную, системную угрозу конфликтом интересов стран-участниц.

Разрешить проблему конфликта интересов можно, на наш взгляд, только через создание системы общих интересов. В договоре о создании Евразийского экономического союза в качестве показателей развития интеграционных процессов были выбраны показатели внешней торговли и инвестиций. Такие показатели отвечали идее развития Таможенного союза, но для развития Экономического союза требуется не только развитие торговли, но прежде всего способность производить общий экономический продукт для потребления на пространстве Экономического союза и мировом рынке. Только в этом случае Экономический союз может стать устойчивым образованием, реальным субъектом мировой экономики и политики. Необходима разработка единой промышленной и сельскохозяйственной политики, оценка результатов, которая должна проводиться на постоянной основе. Одним из показателей результативности, на наш взгляд, может стать показатель развития совместного производства и выпуска - валовой союзный продукт (ВСП), который давал бы детальное представление об экономической интеграции ЕАЭС.



Показатель валового союзного продукта целесообразно учитывать ежегодно, его структуру и использование. Для сбора расчётных данных необходимо внести некоторые изменения в отчетные формы государственного статистического наблюдения стран-членов.

В частности, необходимо собирать информацию по структуре собственности компаний, чтобы вычленить из них совместные предприятия стран Экономического союза. Сейчас мы имеем лишь приблизительные цифры. Кроме того, наша задача, повторимся, для анализа развития интеграционных процессов – понимать не только количество совместных предприятий, но и их отраслевое распределение, количество создаваемого совместного продукта в динамике.

Кроме ВСП для оценки развития производственной кооперации в рамках ЕАЭС, на наш взгляд, необходим ещё один показатель, который учитывал бы обмен частями, компонентами, исходными материалами и ресурсами, т.е. показатель развития внутриотраслевой торговли. В качестве такого показателя мы предлагаем показатель, предложенный ВТО в Докладе о всемирной торговле за 2011 г. – «Доля частей и компонентов в экспорте». Части и компоненты представляют собой сумму групп 42 и 53 по Классификации товаров по широким экономическим категориям (ШЭК) и группы 65 по Международной стандартной торговой классификации (МСТК). Но и этот показатель потребует более детального анализа. Так как на сегодняшний день наибольшую долю во взаимной торговле стран ЕАЭС составляют промежуточные товары, на них приходится около 70% экспорта товаров внутри ЕАЭС, однако значительную долю в них занимают топливо и смазочные материалы. Говорить о серьёзной производственной кооперации в таких условиях сложно.

По оценкам экспертов, сегодня реальный сектор Казахстана имеет степень интегрированности с Россией не более 15%, с Белоруссией значительно меньше, тогда как с евро-

пейским и китайским капиталом – 70-80%<sup>1</sup>. Эти цифры не могут отвечать интересам евразийской интеграции.

Таким образом, говорить об экономических успехах евразийской интеграции пока рано, скорее следует иметь в виду успехи формирования правовой базы. В этих условиях ускоренный прием в Евразийский экономический союз новых стран членом также представляется угрозой существования самого Экономического союза. И хотя с точки зрения геополитических интересов России данный шаг оправдан, с точки зрения экономических – большой вопрос. Так как включение все большего количества стран в Экономический союз существенно снижает внутреннюю устойчивость и дееспособность ЕАЭС в целом. Здесь хочется вспомнить опыт китайцев, которые стараются не усложнять межгосударственные отношения большим количеством обязательств и предпочитают экономические отношения политическим, работу в двустороннем формате работе в многостороннем формате. Так как именно двусторонние переговоры способны дать гораздо больше преимуществ, чем многосторонние.

Главный внешний вызов для энергетики России заключается в ужесточении конкуренции на внешних энергетических рынках. В перспективе предстоит серьезная конкурентная борьба за удержание и наращивание доли на ключевых традиционных и новых энергетических рынках.

Основные целевые ориентиры взаимодействия экономики и энергетики на период до 2035 г. устанавливают снижение зависимости российской экономики от ТЭК преимущественно за счет опережающего развития инновационных малоэнергоемких секторов и реализации технологического потенциала энергосбережения. К 2035 г. правительство ожидает рост доли малоэнергоемких отраслей (машиностроение, легкая, пищевая промышленность и др.) в валовом внутрен-

---

<sup>1</sup> URL: [http://www.russkie.org/index.php?module\\_fullitem&id=33492](http://www.russkie.org/index.php?module_fullitem&id=33492)

нем продукте в 1,5-1,6 раза при таком же сокращении доли энергоёмких сырьевых производств. Структурные изменения обеспечат до 65% планируемого снижения удельной энергоёмкости экономики – центральной задачи энергетической политики России, без решения которой энергетический сектор может сдерживать социально-экономическое развитие страны.

Другой внутренний вызов состоит в необходимости глубокой и всесторонней модернизации ТЭК России, преодолении высокого износа значительной части инфраструктуры и производственных фондов, технологического отставания ТЭК России от уровня развитых стран, повышении производства энергоносителей с высокой добавленной стоимостью (светлые нефтепродукты, газомоторное топливо, продукция нефте- и газохимии).

Необходимость адекватного ответа на важнейшие внутренние и внешние вызовы формирует цели, задачи и систему стратегических ориентиров настоящей стратегии.

### **3.2. Подходы к разработке модели российского рынка газа в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС**

Модель функционирования общего рынка газа ЕАЭС представляет собой систему экономических отношений хозяйствующих субъектов, инфраструктурных организаций и потребителей газа государств – членов ЕАЭС в сфере геологоразведки, добычи, переработки, хранения, транспортировки и поставок газа на территории государств – членов ЕАЭС.

В целом текущее сотрудничество между странами – участницами ЕАЭС в газовой сфере носит ограниченный характер. Отсутствуют проекты многостороннего интереса. За исключением разведки и добычи газа в Казахстане и Кыр-

гызстане, сфера совместных проектов ограничивается развитием транзитных газопроводов, рассчитанных для поставки газа за пределы ЕАЭС.

Текущая концепция общего рынка газа ЕАЭС, принятая в мае 2016 г.<sup>1</sup>, задает лишь обобщенный вектор развития газовой отрасли стран-участниц. В ней не конкретизированы основные цели, достижение которых должно произойти уже в 2025 г. В частности, цель по обеспечению рыночного ценообразования на газ не уточняет методов и сроков перехода, отсутствуют целевые ценовые индикаторы. Также существует высокая неопределенность в отношении либерализации экспорта и разделения добычной и транспортной деятельности Газпрома, системы биржевой торговли газом.

Более детальный перечень мероприятий должен быть подготовлен только в рамках Программы поэтапного формирования общего рынка газа ЕАЭС, которая должна быть утверждена Высшим евразийским экономическим советом. На непосредственное осуществление всех мероприятий будет выделено всего 6 лет, так как общий рынок должен быть сформирован к моменту подписания международного договора между странами ЕАЭС в 2024 г.<sup>2</sup>

На наш взгляд, началом работы по формированию общего рынка газа должна стать унификация регулирования рынка в следующих направлениях.

1. **Добыча.** ПАО «Газпром» имеет доминирующее положение в добыче не только в России, но в Армении и Киргизии, а также оказывает некоторое влияние в Белоруссии

---

<sup>1</sup> Решение № 7 «О Концепции формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза» от 31.05.2016. Астана: Высший евразийский экономический совет, 2016. – URL: [https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01410326/scd\\_01062016\\_7](https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01410326/scd_01062016_7)

<sup>2</sup> «Договор о Евразийском экономическом союзе» (Подписан в г. Астане 29.05.2014) (ред. от 08.05.2015). М.: Консультант Плюс, 2012. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=186332&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0,9527018267312615#0>

через монополиста ГПО «Белоруснафта». Кроме того, регулирование недропользования имеет незначительное воздействие на общий рынок, так как в основном определяет условия доступа компаний к проведению геологоразведочных работ и разработке месторождений, поэтому в дальнейшем ему не будет уделено особое внимание.

**2. Технические нормы и регламенты.** Унификация технического регулирования является первостепенной задачей при создании общего рынка, тем не менее, множество стандартов уже гармонизируются по всему миру, что облегчает дальнейшее проведение согласованной политики. Кроме того, со времен Советского Союза функционирует наднациональный регулирующий орган – Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС) СНГ, который может быть взят за основу при регулировании технических регламентов и стандартов в рамках ЕАЭС. В дальнейшем этот пункт не будет подробно рассматриваться.

**3. Газотранспортная система (ГТС) и система подземного хранения газа (ПХГ).** Основой сотрудничества стран – участниц ЕАЭС в газовой отрасли в двустороннем формате является наличие исторически единой магистральной газотранспортной инфраструктуры, связывающей Казахстан, Россию и Беларусь, а также Россию и Армению. Центральной частью газотранспортной системы стран ЕАЭС является Единая система газоснабжения России, на флангах которой находятся взаимосвязанные с ней системы Беларуси и Казахстана, а также периферийные газопроводные системы Армении и Кыргызстана. При этом газоснабжение Армении требует транспортировки российского газа через территорию Грузии, т.е. выхода за пределы ЕАЭС.

В первую очередь необходимо обеспечить прозрачность и публичное раскрытие информации о текущей загрузке и свободных мощностях ГТС и ПХГ на территории стран – участниц ЕАЭС. Помимо этого, Договор о ЕАЭС в качестве приоритетной ставит задачу обеспечения единых

правил доступа к соответствующим мощностям. Это означает, что во избежание манипулирования рынком заинтересованными участниками создание независимых операторов ГТС и ПХГ в каждом государстве – участнике ЕАЭС становится только вопросом установленных сроков. Иными словами, неизбежен процесс отделения транспортных активов ПАО «Газпром» от добывающих на всем таможенном пространстве.

Функционирование отдельных коммерческих и технологических операторов, не аффилированных с другими рыночными субъектами, присуще не только мировой практике ЕС, но и российскому рынку электроэнергетики, который был реформирован в 2003 г. Тогда из состава монополиста энергогенерации ПАО «ЕЭС России» был юридически выделен АО «Системный оператор-ЦДУ ЕЭС», а также полномочия коммерческого оператора получила созданная ПИ «АТС» (с 2008 г. НП «Совет рынка»).

**4. Ценообразование.** Определение общих подходов к ценообразованию в рамках ЕАЭС представляется наиболее комплексной задачей, так как страны-участницы относятся как к производителям (Россия, Казахстан), так и к потребителям российского газа (Белоруссия, Армения) и газа из прочих источников (Армения, Киргизия). Согласно действующей концепции, необходим переход к рыночным механизмам ценообразования, которые на данный момент не применяются в странах – членах ЕАЭС.

На наш взгляд, для общего рынка газа ЕАЭС из существующих на сегодняшний день рыночных механизмов ценообразования в наибольшей степени подходят два, в частности:

- установка верхней границы цены, обеспечивающей равную доходность поставок на экспорт и внутренний рынок (экспортный петбэк);

- метод конкуренция «газ-газ», где в качестве главного ценового индикатора используются биржевые цены.

Так как ценовые формулы по текущим долгосрочным экспортным контрактам Газпрома преимущественно содержат привязку к замещающим видам топлива (мазут и газойль), размер экспортного нетбэка будет иметь значительную корреляцию к цене на нефть. В теории, такая равнодоходная цена базируется на функции спроса на конкурентном рынке Европы, поэтому должна исключать возможности ценовых манипуляций производителями в отличие от ценообразования на основе издержек. Цены на основе биржевых индикаторов являются более «справедливыми», так как отражают баланс спроса-предложения на внутреннем рынке, однако требуется существенный уровень ликвидности и объема торгов (не менее 10% от всей торговли на внутреннем рынке) на газовой бирже для формирования адекватного и репрезентативного уровня цен.

Также существует третий, наиболее оптимальный вариант сохранения экспортного нетбэка на ранних периодах с добавлением биржевого индекса в формулу цены впоследствии, когда объем совершаемых биржевых операций будет считаться достаточным.

**Организация торговли газом.** В связи с использованием на общем рынке газа ЕАЭС рыночных механизмов ценообразования представляется целесообразным создание биржевых операторов и клиринговых организаций для каждой страны – участницы ЕАЭС. Основное преимущество биржи заключается в том, что газовые фьючерсные контракты позволяют формировать будущие ценовые ориентиры до 3-х лет вперед. Таким образом, использование биржи повышает доверие всех игроков к механизму формирования цены, так как она не устанавливается ни одной из потенциально заинтересованных сторон, а участники рынка могут отслеживать ценовой индикатор в режиме реального времени. Поэтому до сих пор цена на газ устанавливается и регулируется Федеральной антимонопольной службой РФ, которая устанавливает цену исходя из специфического мнения внутрен-

них экспертов. Так, например, цена на газ на внутреннем рынке в 2010 г. корректировалась ежеквартально, в то время как на начало 2017 г. действует цена, установленная от июня 2015 г.

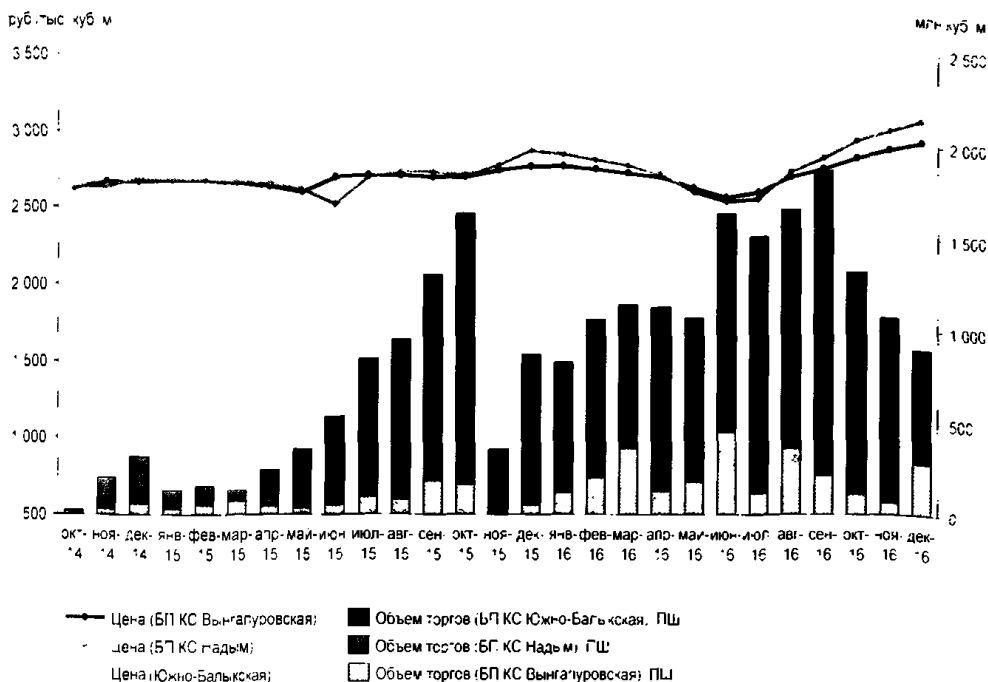
Сегодня биржевые торги газом осуществляются только на российской Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ). Механизм и инструменты торговли еще не сформированы окончательно, формально организация биржевых торгов происходит на добровольной основе, но по факту целевые объемы торгов диктуются правительством, ключевыми ведомствами (ФАС) и Центробанком. Постановлением Правительства № 323 утвержден максимальный уровень торгов в объеме 35 млрд куб. м, при этом доля Газпрома не должна превышать 50%<sup>1</sup>. Из-за этого торговые операции сопровождаются постоянными конфликтами между профессиональными биржевыми участниками, производителями и потребителями газа, а объемы торгов остаются на минимальном уровне. С момента начала биржевых торгов в октябре 2014 г. было реализовано всего 13,6 млрд куб. м<sup>2</sup>, что меньше 2% от потребления внутреннего рынка за сопоставимый период (рис. 38).

---

<sup>1</sup> Постановление Правительства РФ от 16 апреля 2012 г. № 323 «О реализации природного газа на товарных биржах и внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на газ и доступа к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром»». – М.: ООО НПП «ГАРАНТ-СЕРВИС». 2012. – URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70064732/>, Загл. с экрана

<sup>2</sup> Биржевой рынок природного газа СПбМТСБ. Итоги и планы развития / Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа. – П.: СПбМТСБ, 2016. – URL: <http://spimex.com/upload/iblock/60d/60d36cb73f8a8c1b2473981b4ebc740b.pdf>





**Рис. 38. Объемы и цены торгов газом на бирже СПбМТСБ**

Источник: составлено авторами по: Биржевой рынок природного газа СПбМТСБ. Итоги и планы развития / Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа. – П.: СПбМТСБ, 2016.

URL: <http://spimex.com/upload/iblock/60d/60d36cb7318a8c1b2473981b4cbc740b.pdf>

Основная проблема неэффективного функционирования биржи, по нашему мнению, связана с тем, что оператором торгов являются компании, аффилированные с Газпромом – группы «Газпром Межрегионгаз». Это приводит к следующим негативным последствиям:

- Препятствия по допуску мелких и средних потребителей газа к участию в биржевых операциях. В результате в среднем биржевая цена газа на газораспределительной станции (ГРС) конечных потребителей ниже регулируемой на

7,4%<sup>1</sup>, в связи с чем Газпром стремится к организации дополнительных поставок газа по регулируемым ценам. Это приводит к снижению биржевых цен на газ и стагнации торговли.

- Невыполнение оператором обязательств по ежедневному учету биржевых операций приводит к росту количества аннулированных сделок, что в свою очередь понижает привлекательность биржи для участников торгов.

- Ограничения по выходу мелких и средних независимых производителей газа при относительно низкой загрузке газораспределительной сети (30-40%).

- Нарушения в виде навязывания потребителям дополнительных агентских договоров, комиссий и прочее.

Препятствия аналогичного характера могут возникнуть при организации биржевой торговли газом в других странах – участницах ЕАЭС, где Газпром является основным владельцем газотранспортных и сбытовых активов. Таким образом, наиболее радикальным и справедливым решением для динамичного развития газовой биржи было бы выделение транспортных активов монополиста в самостоятельные компании. При таком сценарии произойдет снижение степени вовлеченности России в газовый бизнес партнеров по ЕАЭС, что может ослабить стратегически важные интеграционные связи между теми странами, где Газпром является собственником ГТС (Белоруссия, Армения). Тем не менее это будет способствовать формированию конкурентного рынка, где механизм формирования цены не будет предметом жарких споров. В перспективе для цели повышения ликвидности необходим запуск торговли производными финансовыми инструментами. Эти инструменты позволят участникам рынка

---

<sup>1</sup> Биржевой рынок природного газа СПбМТСБ. Итоги и планы развития / Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа. – СПб.: СПбМТСБ, 2016. URL: <http://spimex.com/upload/iblock/60d/60d36cb73f8a8c1b2473981b4cbc740b.pdf>

хеджировать риски и снизить возможность манипулирования ценами. В результате привязка внутренних оптовых цен на газ и экспортных цен по долгосрочным контрактам к биржевому индексу должна произойти при условии интенсификации биржевой торговли и ее инструментов, а также создания независимых биржевых операторов. В перспективе это станет основным драйвером развития рыночной конкуренции и будет стимулировать платежеспособный спрос на газ.

**Экспортная стратегия и регулирование.** Говоря о российской экспортной стратегии, в рамках общего рынка ЕАЭС сегодня газотранспортные проекты не реализуются, так как не отвечают приоритетам по снижению транзитного риска и не являются экономически оправданными.

До сих пор ключевым транзитным коридором для России в Европу является Белоруссия. По магистральному газопроводу «Ямал – Европа» ежегодно прокачивается порядка 36 млрд куб. м в год в направлении Польши, Германии, Словакии, Венгрии и прочих стран. Казахстан является важной транзитной страной для поставок газа в Китай из Туркменистана и Узбекистана, ежегодно через территорию страны прокачивается порядка 88 млрд куб. м в этом направлении. На данный момент активные проекты по транзиту российского газа через территорию стран ЕАЭС отсутствуют.

Проект «Ямал – Европа-2» был заморожен еще в 2002 г., когда приоритетным проектом был выбран маршрут Северный поток. К идее строительства газопровода неоднократно возвращались, однако после столкновения с критикой ряда европейских стран по поводу риска прекращения транзитных поставок через Украину проект был окончательно забыт. К тому же, спрос стран Центральной и Северной Европы удовлетворяется действующими мощностями с излишком.

На протяжении длительного времени Казахстан рассматривался Россией как один из возможных вариантов организации экспортного маршрута в Китай. Казахстан предлагал задействовать уже существующие трубопроводные мощ-

ности с учетом их перспективного расширения за счет строительства трех компрессорных станций. Однако такой маршрут подразумевал наличие транзитных рисков, что противоречило экспортной стратегии Газпрома, в результате чего на данный момент существуют два проекта, доводящие газ напрямую до российско-китайской границы. Проект «Сила Сибири», ресурсной базой которого являются Чаяндинское и Ковыктинское месторождения, находится на стадии строительства с октября 2014 г. К середине 2019 г. планируются первые поставки газа в Китай в рамках подписанного долгосрочного соглашения на 30 лет в объеме 38 млрд куб. м в год, а также дальневосточным потребителям. Проект «Сила Сибири-2» начальной годовой мощностью 30 млрд куб. м (бывший проект «Алтай») находится на переговорной стадии, до сих пор было подписано двустороннее соглашение с КНР об основных условиях поставок.

Таким образом, с точки зрения экономических интересов России реализация отдельных экспортных маршрутов через Белоруссию и Казахстан совместно с данными странами не являются приоритетными, так как несут политический риск в виде вероятного повышения транзитных платежей в случае изменения переговорной позиции партнера. Поэтому, на наш взгляд, экспортная стратегия России не должна координироваться в соответствии с интересами общего газового рынка, а реализовываться независимо от концепции ЕАЭС.

С точки зрения регулирования экспорта в России существуют принципиальные разногласия участников рынка (государства, компаний, представителей экспертного сообщества, потребителей и т.д.) по вопросу либерализации трубопроводного экспорта. По нашему мнению, установление рыночных отношений и механизмов на общем внутреннем рынке газа ЕАЭС должно происходить одновременно с предоставлением доступа независимым производителям газа к экспорту. В противном случае, если IIIГ перестанут получать возможность устанавливать скидки к регулируемой цене газа и про-

чие льготы, то будут не в состоянии конкурировать на внутреннем рынке, в результате чего монопольное положение Газпрома постепенно вернется. Либерализация экспорта при условии разделения добывающих активов Газпрома от транспортных окажет положительное влияние на экспортные объемы, так как в результате появления конкуренции за внешние рынки средний уровень экспортных цен будет снижаться.

Первым шагом на пути создания общего рынка газа ЕАЭС, на наш взгляд, должна стать гармонизация законодательной и нормативно-правовой базы по каждому из вышеперечисленных направлений. Представляется маловероятным, что страны - члены ЕАЭС справятся с этой задачей в столь короткий срок, так как общий рынок должен начать функционировать уже в 2024 г. Соединенным Штатам потребовалось не одно десятилетие на реформирование и либерализацию газовой отрасли. Европейский союз до сих пор находится в стадии формирования единого рынка газа.

Тем не менее в условиях ограниченного времени нашей задачей является построение сценариев функционирования общей модели газа ЕАЭС по определенным выше направлениям и выбор оптимального пути общего рынка газа стран с учетом экономических интересов РФ.

### **3.3. Сценарии развития российского рынка газа в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС**

Первым этапом разработки модели общего рынка стран ЕАЭС является построение индикативного прогнозного баланса газа стран - членов ЕАЭС. Отсутствие понимания фактических и высокая неопределенность будущих газовых потоков интеграции определяет приоритетность данной задачи. К тому же, после подписания соответствующими министерствами соглашения о методологии формирования прогнозных

го газового баланса в марте 2016 г.<sup>1</sup> его появление должно было произойти в октябре 2016 г., однако на данный момент сроки выхода не установлены. Значимость формирования прогнозного индикативного баланса газа ЕАЭС, по нашему мнению, также усиливается следующими факторами:

- возможность адекватной оценки наполнения бюджетов стран;
- планирование уровня загрузки мощностей ГТС, что позволяет оптимизировать эффективность транспортной инфраструктуры;
- координация газовой политики ЕАЭС и рост степени открытости торговых потоков;
- возможность определить потенциал газовых рынков стран, соотнести потенциальные добычные возможности с перспективным спросом.

Нами составлен индикативный фактический и прогнозный баланс газа стран -- членов ЕАЭС на период с 2010 по 2025 г. Укрупненно баланс состоит из двух частей: спроса (внутреннее потребление плюс экспорт) и предложения (добыча плюс импорт), которые должны быть равнозначны друг другу. Однако стоит отметить, что представленный ниже баланс намеренно не сводится, размер расхождения за год составляет до 8%, что обусловлено несколькими объективными причинами.

Во-первых, этот факт демонстрирует отсутствие единого четкого подхода к оценке балансовых показателей стра-

---

<sup>1</sup> Справка по вопросу формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза / Министерство экономического развития Российской Федерации // сайт Министерства экономического развития Российской Федерации. - М.: Министерство экономического развития Российской Федерации, 2014. URL: <http://economy.gov.ru/wps/wcm/connect/509eb737-0b9a-4907-bbfd-62a806b21a24/%D0%A1%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BA%D0%B0+%D0%BF%D0%BE+%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D1%83.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=509eb737-0b9a-4907-bbfd-62a806b21a24>

нами – членами ЕАЭС, которые не согласовывают их между собой и, как правило, разительно отличаются от статистики международных информационных агентств и компаний, многие важные данные и вовсе отсутствуют. Во-вторых, разнонаправленность прогнозных показателей дает представление о том, на сколько переоценены (или наоборот, недооценены) возможности по предложению или спросу.

**Предложение.** Оценка динамики добычи газа странами ЕАЭС основывается на данных стратегических отраслевых документов соответствующих стран, а также на оценках исследовательских агентств и консалтинговых компаний.

Подробно рассматриваются потенциальные объемы добычи двух стран – России и Казахстана, так как в интеграционном пространстве они имеют наибольший вес – 99,9% от всей добычи.

Производство газа в России начиная с 2011 г. стабильно снижается в среднем на 1,5% в год, что связано с ограниченными возможностями по сбыту на внутреннем и экспортных рынках, накапливаются добычные возможности.

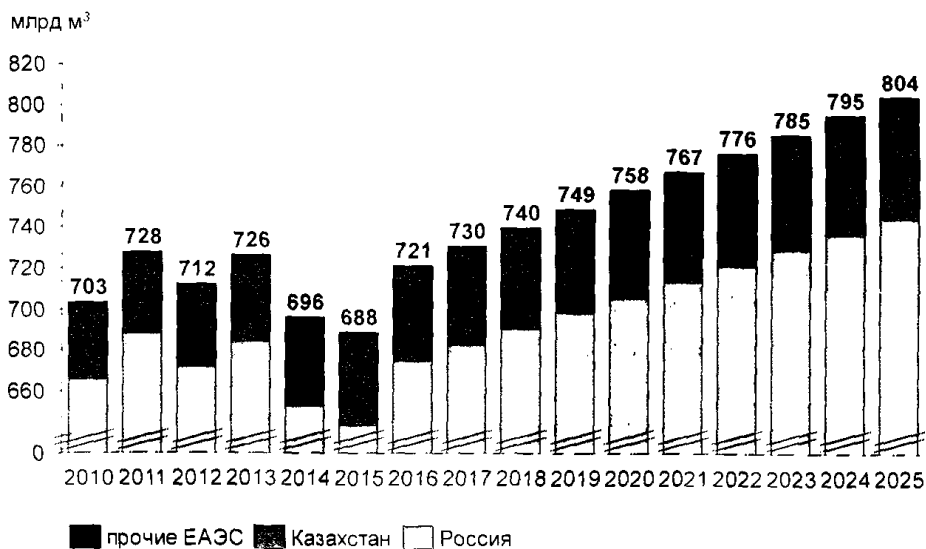
Потенциал роста добычи газа в России связан с высокими темпами прироста разведанных запасов, значительной долей традиционных запасов на суше, относительно высокой качественной характеристикой газа (доли содержания метана), экономической эффективностью разработки, наличием инфраструктуры. Ввод новых и добыча из разрабатываемых месторождений до 2025 г. будет сосредоточена в основном в регионах Западной Сибири, где сегодня добывается порядка 75% российского газа. По данным проекта Генеральной схемы развития газовой отрасли РФ до 2035 г.<sup>1</sup>, доля запад-

---

<sup>1</sup> Проект Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года от 25 октября 2015 г. // сайт Министерство энергетики Российской Федерации. М.: Минэнерго РФ, 2015. – URL: [http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05\\_Korrektirovka\\_generalnyh\\_shem\\_razvitiya\\_neftyanoy\\_i\\_gazovoy\\_otrasley\\_na\\_period\\_do\\_2035\\_goda.pdf](http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_do_2035_goda.pdf)

носибирского региона в добыче снизится до 58% к 2025 г. в связи с высокой выработанностью сеноманских (одних из самых легкоизвлекаемых) залежей крупнейших месторождений Медвежье, Уренгойское и Ямбургское.

Для дальнейшего поддержания добычи будет необходима как разведка более глубоких залежей в регионе, так и разработка более молодых газовых провинций, удаленных от основной инфраструктуры, таких как п-ов Ямал, акватория и прилегающая суша Обской и Тазовской губ и п-ова Гыдан, Восточная Сибирь и Дальний Восток. Освоение шельфовых месторождений Баренцева и Карского морей (в частности, м-я Штокман), вероятно, будет осуществляться за горизонтом прогнозирования.



**Рис. 39. Прогноз добычи газа в странах – членах ЕАЭС до 2025 г.**

Источник: составлено авторами по: Проект Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 г. от 25 октября 2015 г. // сайт Министерство энергетики Российской Федерации. –

М.: Минэнерго РФ, 2015. - URL: [http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05\\_Korrektirovka\\_generalnyh\\_shem\\_razvitiya\\_neftyanoy\\_i\\_gazovoy\\_otrasley\\_na\\_period\\_do\\_2035\\_goda.pdf](http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_do_2035_goda.pdf)



Таким образом, добыча газа, по данным Министерства энергетики РФ, к 2025 г. вырастет на 16% относительно уровня 2015 г. и составит 744 млрд куб. м (рис. 39).

По состоянию на 2015 г. в Казахстане было добыто 45,3 млрд куб. м, последние 5 лет среднегодовой рост составлял 4,2%. Так как 90% добытого газа является попутным нефтяным и требует дальнейшей комплексной подготовки и магистрального транспорта, то его дальнейшая реализация является экономически целесообразной в основном для удовлетворения технических нужд и закачки в пласт. В результате более 30% добытого газа направляется на обратную закачку в пласт (для повышения коэффициента извлечения нефти), а еще 15% расходуется на собственные нужды. В связи с этим прогнозная динамика добычи нефти будет оказывать немаловажное влияние на перспективную добычу газа в стране.

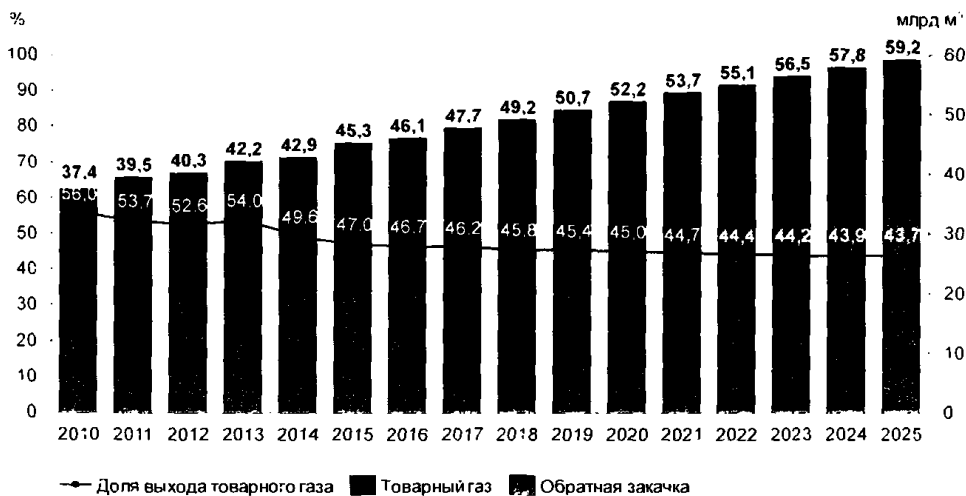
По нашему прогнозу, добыча газа Казахстана будет расти достаточно агрессивными темпами, на 6,5% в год вплоть до 2020 г., после чего выйдет на полку в 62 млрд куб. м и к 2025 г. снизится до 61 млрд куб. м. Несмотря на это, доля выпуска товарного газа продолжит падение из-за роста добычи нефти. Так, если еще в 2000 г. товарный газ составлял 74% в валовой добыче<sup>1</sup>, то к 2025 г. его доля снизится до 43,7% (рис. 40).

Тем не менее абсолютный объем добычи товарного газа вырастет на 4,5 млрд куб. м и достигнет 25,8 млрд куб. м в 2025 г. Часть дополнительных объемов газа будут направлены на экспорт, но основная часть прироста будет обслуживать растущие потребности внутреннего рынка, что связано

---

<sup>1</sup> Газ Казахстана: ресурсы, добыча, утилизация / журнал «Нефтегазовая Вертикаль» // сайт журнала «Нефтегазовая Вертикаль». 2011. М.: Нефтегазовая Вертикаль, 2011. – URL: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/9c4/9c43cdb37469beaad4bb7d49f40ea44e.pdf>

с серьезной необходимостью газификации южных регионов страны, в частности города Алматы.



**Рис. 40. Прогноз добычи газа Казахстана по направлениям, млрд куб. м**

Источник: Годовой отчет АО «КазТрансГаз» за 2015 год / АО «КазТрансГаз» // сайт АО «КазТрансГаз». - Астана.

АО «КазТрансГаз», 2015. - URL: <http://www.kaztransgas.kz/index.php/rus/investoram/otchety/godovye-otchety>

Транспортировка газа на юг страны осуществляется через территории сопредельных государств (Узбекистан и Кыргызстан) и зависит от соблюдения двусторонних соглашений по обмену поставками газа, а также часто от текущего изменения уровня потребления газа в приграничных странах (особенно в холодные периоды). Отсутствует система газоснабжения северных, центральных и восточных территорий страны. По данным Министерства энергетики Республики Казахстан, из 16 регионов страны на данный момент газифицировано только 10. Таким образом, максимальное удовле-

творение потребностей внутреннего рынка в собственном газе будет первостепенной задачей в стране.

В результате оценки по приросту добычи стран ЕАЭС до 2025 г. достаточно амбициозны, что обусловлено наличием благоприятных условий в разработке в среднесрочной перспективе в России и Казахстане. Среднегодовой рост производства газа составит порядка 1,5%. Однако, по нашему мнению, такие прогнозы не в полной мере соответствуют реалиям спроса и в определенной степени завышены.

Основной задачей импорта газа странами - ЕАЭС является не только необходимость удовлетворения потребностей отдаленных от центра ГТС регионов, но и оптимизация газовых потоков с точки зрения экономики поставок, в том числе для целей реэкспорта.

В 2010 г. Россия была крупнейшим импортером газа из третьих стран среди партнеров по ЕАЭС, закупки газа Центральной Азии и Азербайджана составляли 89% валового импорта ЕАЭС. Часть приобретаемого Газпромом газа, поставляемого из Азербайджана, использовалась для газоснабжения Северного Кавказа, а из Средней Азии – для поставок в регионы Урала и Поволжья, остальные объемы направлялись транзитом в Еврозону, при этом данные объемы не облагались экспортной пошлиной.

Импорт газа из Туркменистана находится под значительным риском в части цены закупки и годовых контрактных объемов. Кроме того, туркменская сторона заинтересована в диверсификации газового экспорта, и в последние годы активно развивает торговые отношения с Китаем. В перспективе возможен пересмотр соглашения по поставкам газа из Туркменистана в Россию.

Импорт узбекского газа крайне нестабилен, его объемы и качественные параметры могут сильно колебаться в течение года. Кроме того, имеет место прерывание поставок в зимний период. В связи с этим объем импорта газа из Узбекистана ежегодно корректируется.

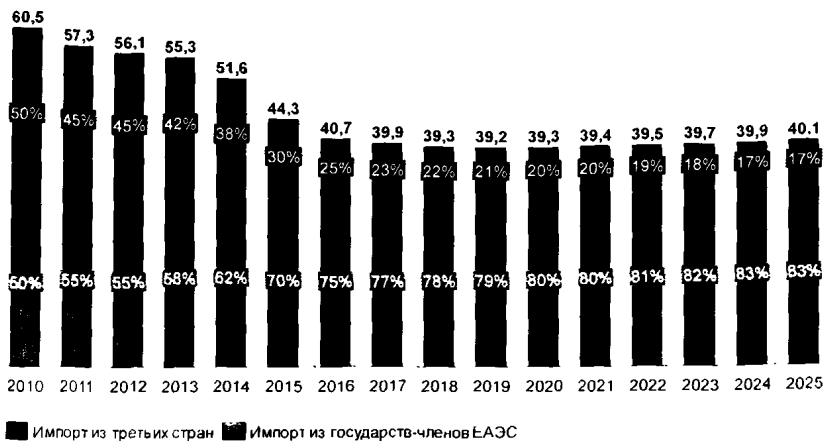
Наш прогноз до 2025 г. предполагает завершение контрактных взаимоотношений с Туркменистаном. Закупки туркменского газа в период 2016-2018 гг. предполагаются в объёмах до 4 млрд куб. м в год.

Поставки газа из Узбекистана в период 2016-2018 гг. прогнозируются нами на уровне до 4 млрд куб. м в год. С 2019 г., вследствие снижения стабильности режима поставок, не предполагается продолжать закупки узбекского газа. Выбывающие объёмы газа из этих государств будут компенсироваться объёмами из российской газодобычи.

Привлечение казахстанского газа будет происходить с незначительным увеличением, на экономически приемлемом уровне до 8,8 млрд куб. м в год в период до 2025 г. для обеспечения сырьем Оренбургского газоперерабатывающего завода годовой мощностью 40 млрд куб. м в рамках заключенного контракта с Казахстаном до 2026 г.

В свою очередь, Казахстан помимо российского газа производит закупки газа из Узбекистана, тем самым удовлетворяя спрос южных регионов. Динамика импорта узбекского газа была достаточно скачкообразной, высокая волатильность во многом являлась последствиями незаконного отбора газа Киргизией. Ожидания по росту добычи Казахстана и реализации проектов газификации приведут к общему незначительному сокращению импортных поставок – на 9,5% за прогнозный период. В свою очередь, направления поставок Узбекистана все больше будут ориентированы на Китай.

В результате индикативный 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 (рис. 41). Доля импорта внутри евразийской интеграции может достигнуть 83% за счет прироста поставок российского газа в странах, не имеющих адекватных импортных альтернатив в среднесрочной перспективе (Белоруссия, Киргизия). При этом абсолютные объёмы прироста импорта к 2025 г. будут незначительными -- до 2,3 млрд куб. м.

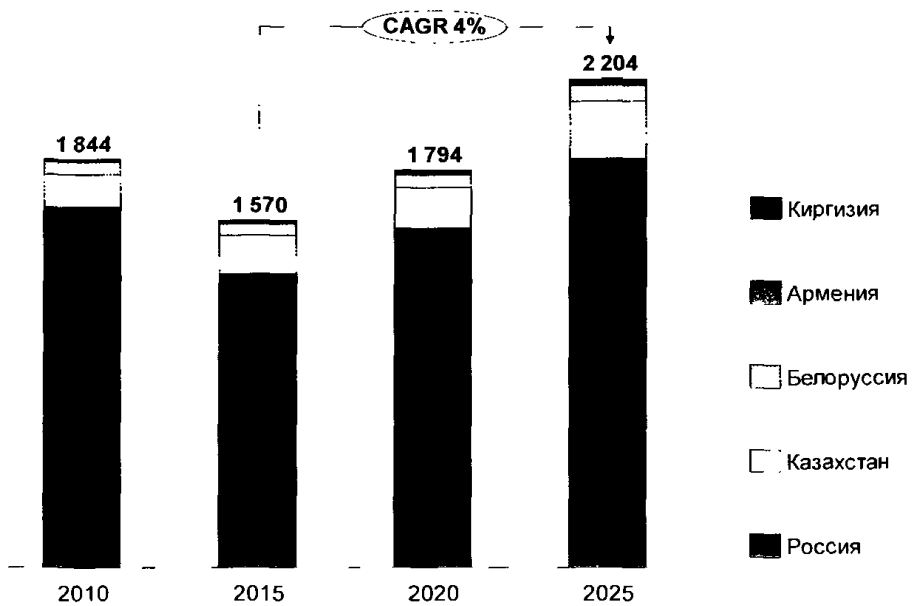


**Рис. 41. Прогноз импорта газа государствами ЕАЭС, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: Проект Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 г. от 25 октября 2015 г. // сайт Министерство энергетики Российской Федерации. М.: Минэнерго РФ, 2015. -URL: [http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05\\_Korrektirovka\\_generalnyh\\_shem\\_razvitiya\\_neftyanoy\\_i\\_gazovoy\\_otrasley\\_na\\_period\\_do\\_2035\\_goda.pdf](http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_do_2035_goda.pdf)

**Спрос.** Прогнозирование спроса на газ в странах - членах ЕАЭС проводилось на основе предпосылок по экономическому росту стран и общего потенциала энергосбережения и энергоэффективности конечных потребителей газа.

Внутренний валовой продукт (ВВП) наиболее четко отражает как динамику промышленной активности коммерческих потребителей газа, так и нужды населения. Согласно данным Международного валютного фонда, среднегодовой рост ВВП ЕАЭС в долларовом исчислении будет увеличиваться в среднем на 4% в год (рис. 42), что связано с ожиданиями по укреплению курсов национальных валют, ростом цен на нефть и общим восстановлением экономик стран после кризиса.



**Рис. 42. Прогноз ВВП стран – участниц ЕАЭС, млрд долл. США**  
 Источник: World Economic Outlook 2016 / International Monetary Fund. -  
 Washington: International Monetary Fund, 2016. -  
 URL: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/02/wcodata/index.aspx>

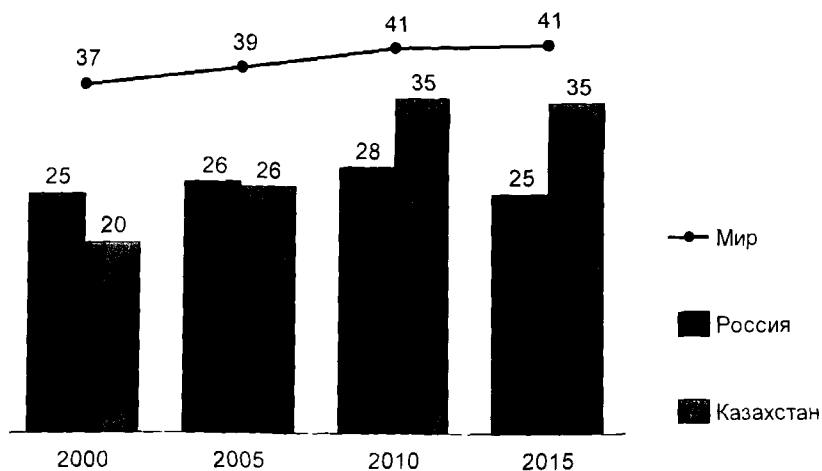
Стоит отметить, что спрос на газ имеет довольно низкий коэффициент эластичности к внутренней цене – так, для России он составляет всего 0,03, т.е. при росте цены на 10% спрос на газ упадет всего лишь на 0,3%, что по меркам газового рынка можно считать незначительным. Однако в среднесрочной перспективе постоянный рост цен на газ для промышленных потребителей стимулирует их к экономии.

В итоге запускаются мероприятия по энергоэффективности в электроэнергетике и промышленности, устанавливаются современные энергосберегающие технологии, что впоследствии окажет негативное влияние на объемы потребления. Кроме того, в секторе электроэнергетики в зависимости от уровня межтопливной конкуренции остается опция пере-

хода на использование альтернативных топлив – дешевого угля или мазута, так как многие установки могут работать на нескольких видах энергии.

К примеру, среднегодовой рост цен на газ для промышленных потребителей в России на 12% с 2005 по 2010 г. стимулировал переход многих отраслей на энергоэффективное оборудование, в результате чего спрос на внутреннем рынке за соответствующий период вырос всего на 1,5%.

Страны ЕАЭС в этом смысле имеют существенный потенциал по наращиванию КПД газовых электростанций, который отстает от среднемирового значения на 40% в России и на 15% в Казахстане (рис. 43).



**Рис. 43. Динамика КПД газовых станций в России, Казахстане и в мире, %**

Источник: Efficiency of gas-fired power plants // World Energy Council. 2016. - URL: <https://www.wec-indicators.enerdata.eu/industry-energy-intensity-world-level-trends.html#/world-gas-fired-power-plants-efficiency-level.html>

Российская Федерация является не только крупнейшим потребителем газа в ЕАЭС, занимая на общем рынке более 90%, но и основным источником сбыта собственного газа - спрос внутреннего рынка покрывает 68% добычи.

Так как ключевым конечным потребителем газа в России является электроэнергетика, спрос на газ этого сегмента 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% до 757-759 млрд кВт·ч в 2025 г.<sup>1</sup> В результате при сохранении доли потребления газа в генерации электрической и тепловой энергии на уровне 51%<sup>2</sup> потребление газа электроэнергетикой будет расти ежегодно в пределах 1% в прогнозном периоде.

Потребление газа промышленностью зависит от динамики производства данного сектора и инвестиционной активности наиболее газоемких отраслей. Наилучшим образом описать динамику развития этого сектора позволяет показатель внутреннего валового продукта. В период 2015–2025 гг. среднегодовой рост российского ВВП в текущих ценах составит 5%.

Потенциал наращивания внутреннего потребления населением, с одной стороны, определяется достаточно низким уровнем газификации населения - 66,2% на январь 2016 г.<sup>3</sup>,

---

<sup>1</sup> Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г. / Министерство энергетики. - М.: Министерство энергетики, 2016. - URL: <http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/documents/11/10/1913/document-2406.doc>

<sup>2</sup> Statistical Review of World Energy / BP p.l.c // site of «BP.com». -London: BP.com, 2016. - URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-workbook.xlsx>. Загл. с экрана.

<sup>3</sup> «Газпром» снизил инвестиции в газификацию регионов / новостной портал «Вести» // сайт новостного портала «Вести». - 2016. 18 октября. - М.: Вести, 2016. - URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/76423>



особенно в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока (где данный показатель составляет всего 9%). С другой стороны, имеют место существенные задержки по реализации инвестиционных планов компаний по обеспечению газом новых регионов в результате снижения капитальных вложений в строительство, низкой платежеспособности населения и неисполнения обязательств регионов по подготовке потребителей к приему газа. Предполагается, что основной рост газификации восточных регионов произойдет за счет ввода в эксплуатацию экспортных маршрутов «Сила Сибири-1-2» за горизонтом 2020 г.

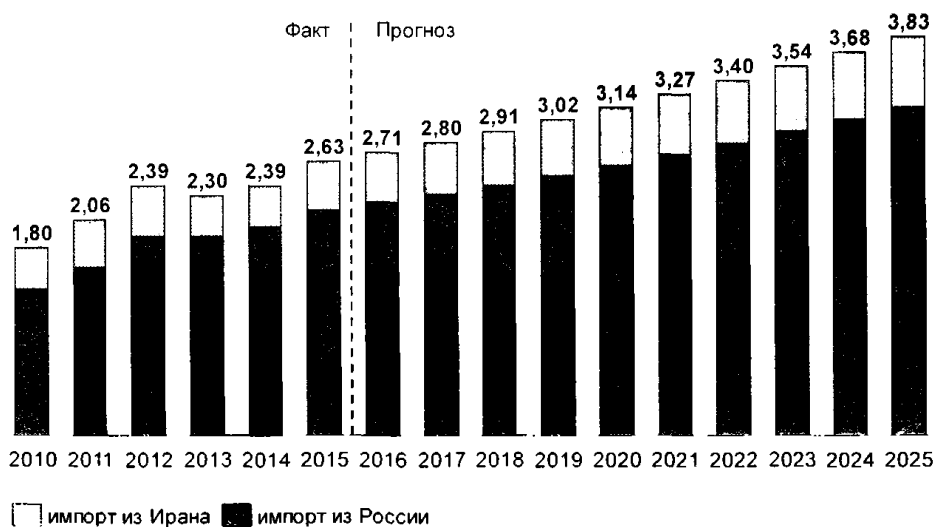
В результате проведения комплексной оценки потребление газа в России к 2025 г. вырастет на 7% относительно уровня 2015 г. и составит 470 млрд куб. м.

Белоруссия является вторым по величине потребления газа партнером в евразийском пространстве. Тем не менее возможности по наращиванию внутреннего потребления газа в Белоруссии практически исчерпаны. Это связано с крайне высоким уровнем газификации страны: на данный момент все 118 районов обеспечены газом, или 99% городского населения и 96% городских поселков. Кроме того, являясь чистым импортером и крупным потребителем газа, Белоруссия заинтересована в повышении энергоэффективности промышленности. Так, действующие с 2006 г. две государственных программы по модернизации, помимо прочих факторов, привели к сокращению газопотребления на 1 млрд куб. м к 2015 г. Согласно нашим оценкам, спрос на газ будет снижаться до 16,8 млрд куб. м в 2017 г., после чего будет расти незначительно и составит 18,6 млрд куб. м. в 2025 г. В отсутствие импортных альтернатив Россия будет обеспечивать 99,8% спроса на газ Белоруссии.

Мощности газотранспортной системы Армении в текущем состоянии позволяют перекачивать порядка 3,7 млрд куб. м в год, но на данный момент ГТС загружена всего на 55-65%. Сегодня Газпром полностью контролирует направ-

ления поставок газа страны: 82% импорта Армении составляет российский газ, поступающий по трубопроводу через Грузию, оставшиеся объемы с 2010 г. импортируются из Ирана по газопроводу «Иран-Армения» (рис. 44).

Примечательно, что с начала 2014 г. компания Армосгазпром (на сегодняшний день переименована в ЗАО «Газпром Армения»), отвечающая за работу всего потребительского рынка страны, была полностью передана в собственность ПАО «Газпром». Через год за этим последовала сделка о приобретении 100% участка газопровода на границе с Ираном длиной 40 км.



**Рис. 44. Фактический и прогнозный баланс газа Армении, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: Иран утроит экспорт газа в Армению и осуществит газовые поставки в Грузию через армянскую территорию / новостной портал «Новости-Армения» // сайт новостного портала «Новости-Армения». 2016. – 26 июля. URL: <http://newsarmenia.am/news/economy/iran-utroit-eksport-gaza-v-armeniyu-i-osushchestvit-gazovye-postavki-v-gruziyu-cherez-armyanskuyu-te/>.  
 Таможенная статистика внешней торговли // сайт Федеральной Таможенной Службы России. – URL: <http://stat.customs.ru/apex/f?p=201:2:4126235194658432::NO>

Такие предпосылки позволяют предположить, что дальнейшая динамика потребления газа Арменией будет зависеть от инвестиционной активности России (в лице ПАО «Газпром») в области газотранспортных сооружений, газификации регионов и от выбранной в рамках ЕАЭС методики ценообразования. В текущих условиях ожидается, что спрос на газ в Армении к 2025 г. вырастет на 40% относительно 2015 г. до 3,8 млрд куб. м.

Внутреннее потребление газа Киргизии, несмотря на крайне низкие объемы (0,3 млрд куб. м в год), имеет объективные предпосылки для роста в среднесрочной перспективе. Исторически Кыргызстан получал природный газ преимущественно из Казахстана (70%) и Узбекистана (20%), на долю российских поставок приходились незначительные объемы (0,1 млрд куб. м в 2015 г.)

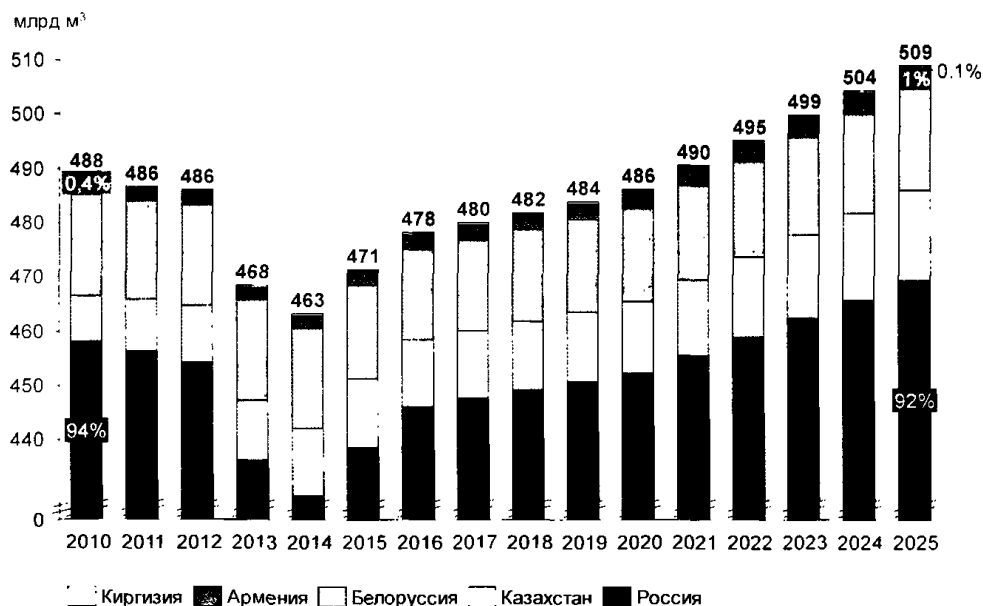
После некоторого падения спроса в связи с прекращением поставок газа Узбекистаном в южные регионы страны сразу после приобретения Газпромом ГТС Киргизии в апреле 2014 г. Россия взяла на себя обязательства по обеспечению газом соответствующих территорий. В течение пяти лет предполагается инвестировать порядка 20 млрд долл. в строительство трубопровода Север-Юг и других инфраструктурных объектов<sup>1</sup>. Таким образом, рост потребления газа будет полностью обеспечиваться российскими ресурсами, импорт из Казахстана вырастет незначительно за счет предоставления скидки на газ (снижение в начале 2015 г. с 215 до 165 долл./тыс. куб. м). По нашим оценкам, объемы потребления газа страны будут расти соразмерно темпам изменения ВВП и к 2025 г. достигнут 0,44 млрд куб. м.

Подводя итоги потребления газа на территории евразийского экономического пространства, стоит отметить, что

---

<sup>1</sup> Барсуков Ю. «Газпрому» назвали цену Киргизии / Ю. Барсуков // Интернет-сайт «Коммерсантъ». - 2014. - 1 сентября. - М.: Коммерсантъ, 2014. - URL: <http://kommersant.ru/doc/2557110>

в дальнейшем Россия определит 81% роста спроса общего рынка, который увеличится до 509 млрд куб. м. Тем не менее наиболее динамичный прирост потребления покажут Казахстан, Армения и Киргизия, в результате чего к 2025 г. доля России в общем объеме спроса на газ сократится с 94 до 92% (рис. 45).



**Рис. 45. Прогноз потребления газа на внутреннем рынке ЕАЭС**

Источник: составлено авторами по: Проект Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года от 25 октября 2015 г. // сайт Министерство энергетики Российской Федерации. –

М.: Минэнерго РФ, 2015. URL: [http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05\\_Korrektirovka\\_generalnyh\\_shem\\_razvitiya\\_neftyanoy\\_i\\_gazovoy\\_otrasley\\_na\\_period\\_do\\_2035\\_goda.pdf](http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_do_2035_goda.pdf),

Прогнозы социально-экономического развития Российской Федерации // Министерство Экономического Развития. – М.: Министерство Экономического Развития, 2016. URL: <http://economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/>

Оценка экспорта газа ЕАЭС в третьи страны проводилась исходя из прогнозного уровня спроса на газ в странах-потребителях и контрактных обязательств стран-экспортеров (Россия и Казахстан). Для определения обязательств по поставкам по данным из открытых источников и базы данных Cedigaz были проанализированы существующие и предполагаемые долгосрочные контракты.

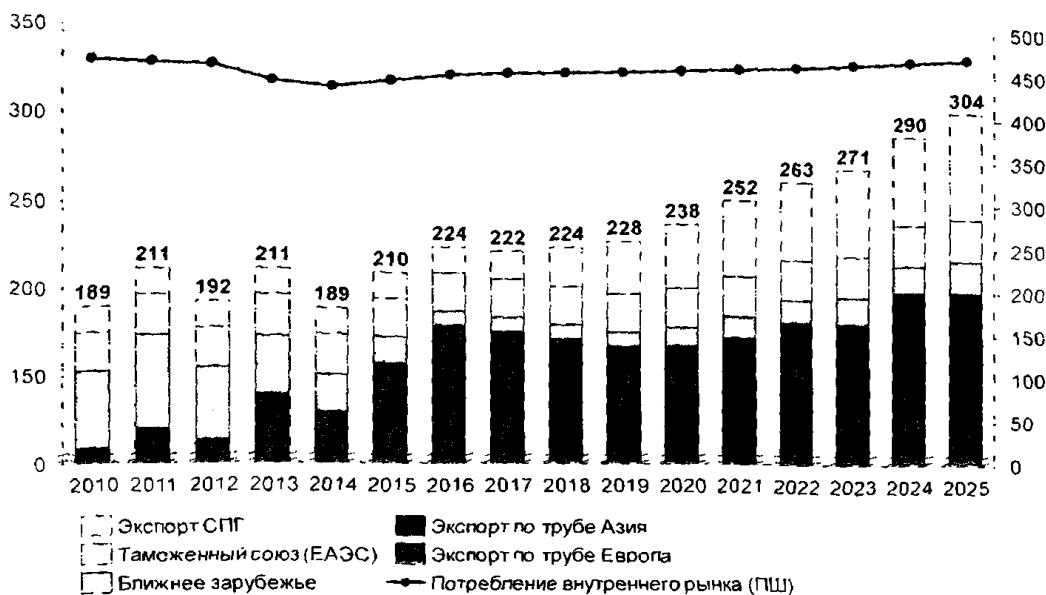
Единственным экспортером газа в европейском направлении среди стран ЕАЭС является Россия. С 2010 г. динамика поставок в регион без учета трейдинговых операций Газпрома отличалась высокой волатильностью, находясь в коридоре от 108 до 180 млрд куб. м; 2016 год стал рекордным с точки зрения объемов поставок газа в Европу в свете изменившейся ценовой конъюнктуры мировой энергетики. Следующие предпосылки будут свидетельствовать о том, что после 2016 г. растущий тренд импорта российского газа окончательно сменится падением:

1. Ожидания по дальнейшему восстановлению цен на нефть и прочие энергоресурсы будут способствовать снижению конкуренции российского газа относительно спотовых цен в Европе.

2. Темпы падения европейского спроса на газ будут происходить быстрее снижения добычи в регионе, поэтому общая ниша по импорту будет сужаться.

3. Стремление Европы к диверсификации источников поставок и снижению зависимости от российского газа в особенности создает риски перезаключения существующих долгосрочных контрактов на меньшие объемы и сроки. Регуляторные изменения в Европейском союзе могут привести к установлению обязательств для стран-экспортеров по применению спотовой индексации в контрактных ценах.

В результате экспорт трубопроводного газа Газпромом в Европу начиная с 2017 г. будет снижаться в среднем на 2,4% в год, после 2020 г. падение замедлится до 0,1%. За период прогноза с европейского направления уйдет 17,3 млрд куб. м газа (рис. 46).



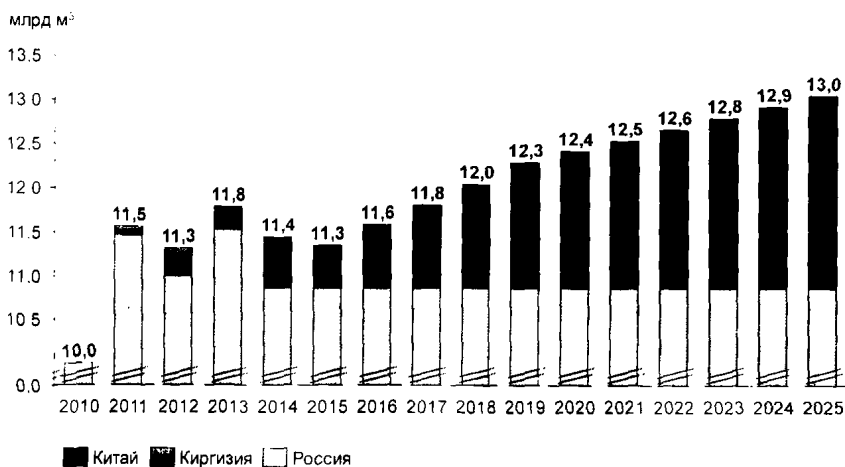
**Рис. 46. Прогноз экспорта и внутреннего потребления газа в России, млрд куб. м**

Источник: составлено авторами по: Справочник «Газпром в цифрах 2011–2015» / ИАО «Газпром» // сайт ИАО «Газпром». - М.: ИАО «Газпром», 2015. - URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/26/228235/gazprom-in-figures-2011-2015-ru.xls>. Загл. с экрана

Тем не менее потеря европейского рынка сбыта с 2018 г. будет компенсироваться растущим экспортом СПГ и выходом на восточный рынок сбыта. Так, полностью законтрактованный газ с проекта «Ямал СПГ» финальной мощностью 16,5 млн т (22,8 млрд куб. м) будет осуществлять 53% отгрузки на европейский рынок и оставшуюся часть в Азию. После 2020 г. начнутся трубопроводные поставки газа в Китай в рамках проекта «Сила Сибири» с ожидаемым выходом на законтрактованные объемы в 38 млрд куб. м к 2023 г. В результате основной прирост экспорта российского газа в третьи страны придется за горизонтом 2020 г. и к 2025 г. вырастет до 304 млрд куб. м.

Экспорт газа из Казахстана в страны евразийского союза останется на стабильном уровне в 11 млрд куб. м в год вплоть до 2025 г. из-за отсутствия дополнительной потребности в странах-импортерах – России и Кыргызстане.

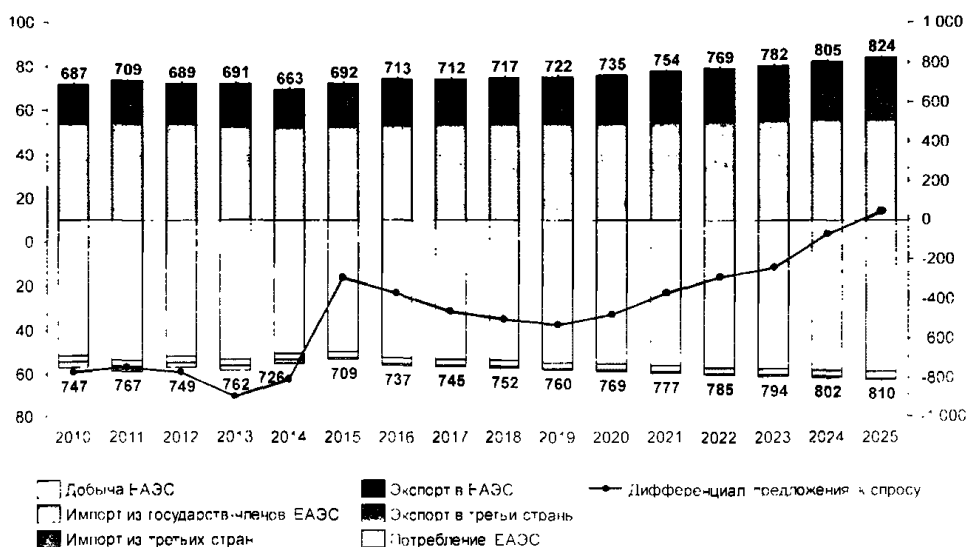
При этом в связи с ожидаемым ростом свободных добычных мощностей вероятно направление дополнительных объемов товарного газа в Китай. Небольшие объемы газа уже поступают на этот рынок с 2013 г. Запуск второй очереди магистрального газопровода «Бейнеу – Бозой – Шымкент» в конце 2015 г. и завершение строительства КС «Бозой» в 2017 г. позволили не только подвести газ в южные регионы страны одновременно из нескольких источников по трубопроводам «САЦ» и «Бухара-Урал», но и направить часть свободных мощностей в Китай. Исходя из текущего баланса, экспорт газа в КНР может вырасти с 0,4 млрд куб. м в 2015 г. до 2 млрд куб. м в 2025 г. (рис. 47).



**Рис. 47. Прогноз экспорта газа в Казахстане**

Источник: составлено авторами по: Годовой отчет АО «КазТрансГаз» за 2015 год / АО «КазТрансГаз» // сайт АО «КазТрансГаз». - Астана: АО «КазТрансГаз», 2015. - URL: <http://www.kaztransgas.kz/index.php/ru/investoram/otchety/godovye-otchety>

Говоря о балансе газа ЕАЭС, вялотекущий рост спроса внутренних рынков стран-членов в среднем на 0,8% в год будет существенно ограничивать целевой уровень добычи стран, установленный на основе энергетических стратегий государств и прогнозов специализированных компаний и агентств. До 2020 г. порядка 2,5% добычи газа ЕАЭС (или 17,5 млрд куб. м) ежегодно не найдет реализации на конечном рынке. Только ближе к 2025 г. в связи с расширением экспорта в восточном направлении потребуются вовлечение дополнительных производственных мощностей (рис. 48).



**Рис. 48. Индикативный прогнозный баланс газа стран – членов ЕАЭС**

Источник: составлено авторами по: Проект Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года от 25 октября 2015 г. // сайт Министерство энергетики Российской Федерации. – М.: Минэнерго РФ, 2015. – URL: [http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05\\_Korrektirovka\\_generalnyh\\_shem\\_razvitiya\\_neftyanoy\\_i\\_gazovoy\\_otrasley\\_na\\_period\\_do\\_2035\\_goda.pdf](http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_do_2035_goda.pdf)



Таким образом, до 2025 г. потребуется выработка механизмов 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 внести серьезные коррективы в потенциальный объем внутреннего потребления и торговли стран, в связи с чем необходимо учитывать несколько возможных сценариев дальнейшего развития этого рынка.

Исходя из предшествующего анализа состояния и отношений в газовой сфере партнеров по ЕАЭС и международного опыта формирования межгосударственных газовых рынков, а также основываясь на предложенных развилках концепции рынка газа ЕАЭС и российского в частности, были сформированы три сценария: инерционный («монополия»), переходный и инновационный («либерализация») в отношении регулирования следующих ключевых сфер рынка:

1. Газотранспортная система и система ПХГ.
2. Ценообразование и тарифное регулирование.
3. Организация торговли газом.
4. Функционирование газового рынка.

Для построения модели рынка газа нами были рассчитаны 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 других партнеров по ЕАЭС, являющихся импортерами российского газа.

В основу расчетов легли макроэкономические параметры сценарных условий проекта долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г. от июня 2015 г. и сценариев прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 г. и на плановый период 2018-2019 гг. Минэкономраз-

вития России по базовому варианту<sup>1</sup>, а также данные ведущих энергетических агентств, банков, консалтинговых компаний и предприятий в сфере разведки и добычи нефти и газа, таких как: Международное энергетическое агентство, BP, IHS CERA, Администрация энергетической информации США, Всемирный банк, Международный валютный фонд.

Инерционный сценарий предполагает сохранение текущей модели рынка стран – членов ЕАЭС, при этом вышеперечисленные сферы будут регулироваться национальными государственными органами при отсутствии наднационального регулятора. Реализация данного сценария обеспечит относительно низкую степень интеграции партнеров, объем взаимной торговли газом будет стагнировать и вырастет 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. Продолжение ручного регулирования цен на газ с ежегодной индексацией цен в пределах инфляции в России будет стимулировать рост модернизации основных средств потребителей, в результате чего потребление до 2025 г. будет находиться в коридоре 440-470 млрд куб. м.

Отсутствие экономически обоснованного механизма ценообразования и системного представления о функционировании общего рынка газа будет сопровождаться поиском взаимовыгодных условий для стран – участниц ЕАЭС, продолжатся активные споры и переговоры по поводу справедливого уровня цен, в результате чего появится риск откладывания реализации смежных инфраструктурных проектов, манипулирования ценами и тарифами в других отраслях для усиления переговорной позиции по поводу цен на газ.

---

<sup>1</sup> Министерство экономического развития. – М.: Министерство экономического развития, 2016. – URL: <http://economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/>

На внутреннем рынке России ННГ продолжают вытеснять Газпром за счет возможности предоставления скидки к регулируемой цене и отсутствия возможности подключения к экспортным трубопроводам Газпрома. С другой стороны, на независимых производителей газа будут постепенно ложиться обязательства по газификации регионов. В результате эти факторы будут оказывать негативное влияние на выручку всех производителей.

Продолжение действующей системы установки транспортных тарифов будет усиливать региональные диспаритеты оптовых цен на газ, что приведет к монополизации независимыми производителями отдельных регионов Урала и Поволжья, для которых доходность поставок выше за счет более низких тарифов (относительно регулируемой цены ФАС). В то же время в других регионах высокие тарифы не позволят ННГ конкурировать с Газпромом. При этом процессе так называемой региональной монополизации наблюдается и в других странах – участницах ЕАЭС, что не отвечает интересам потребителей.

Дальнейшее отсутствие допуска ННГ к трубопроводному экспорту будет ограничивать реализацию возможностей 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 результат, доходы государства будут расти умеренно, до 2020 г. экспортная ниша будет сужаться, что в основном связано с ожиданиями по прохождению европейскими государствами пика потребления газа. Вероятный рост бюджетных поступлений произойдет после запуска восточных трубопроводных проектов после 2022 г., при этом окупаемость инвестиций Газпрома в газотранспортные мощности будет под сомнением с учетом прогнозной ценовой конъюнктуры.

Ценообразование на газ в прочих странах ЕАЭС будет оставаться непрозрачным. Параметры формирования контрактных цен в Армении и Киргизии по следкам с Газпромом не разглашаются. Кроме того, дальнейшая динамика внутренних цен на газ в этих странах обладает высокой неопределенностью, так как во многих случаях не имеет взаимосвязи со стоимостью импорта на границе. Так, снижение цен Газпрома на армянской границе с 189 до 165 долл./тыс. куб. м в сентябре 2015 г. не отразилось на внутренних ценах Армении, которые являются одними из самых высоких в мире (270 долл./тыс. куб. м для крупных промышленных потребителей и 320 долл./тыс. куб. м для населения)<sup>1</sup>.

Базовая стоимость импорта российского газа до границы Армении складывается из величины оптовой цены газа для Оренбургской области в рублях, расходов на транспортировку газа до границы с Грузией и размера платы за транзит по территории Грузии, которая определяется как 10% объема ввозимого газа.

Получается, что порядка 40% конечной стоимости формируется за счет транспортного тарифа и прочих сборов на территории Армении, что экономически не обосновано, а выручка от продажи газа фактически передается из одного дочернего предприятия Газпрома («Газпром Армения») в другое («Газпром-экспорт»). Так как инерционный сценарий подразумевает сохранение текущей структуры собственности ГТС, будет происходить дальнейший рост цен на газ. Единственный вариант снижения цен возможен при достижении более выгодных транзитных условий с Грузией при продлении договора в 2017 г. либо за счет волевого решения

---

<sup>1</sup> Цена на газ для Армении может снизиться на 12% / ФГУП РАМИ «РИА Новости» // Интернет-сайт «РИА Новости». -2016. 29 марта. - М.: ФГУП РАМИ «РИА Новости». 2016. URL: <https://ria.ru/economy/20160329/1399201506.html>

«Газпром Армения» по снижению тарифов для стимулирования спроса на газ в стране.

Уровень цен на оптовом рынке газа Белоруссии определяется на основе цены российского газа и является более прозрачным относительно партнеров по ЕАЭС. Динамика внутренних цен на газ практически полностью повторяет изменения стоимости импортируемого газа на границе. Так, в период с 2011 по 2015 г. цена на границе снизилась с 208 до 152 долл./тыс. куб. м., в то же время оптовые цены Белоруссии для промышленных потребителей также сократились на 25% за аналогичный период.

По Соглашению между Правительством РФ и Правительством Республики Белоруссия о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в республику и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Белоруссия, подписанном в октябре 2011 г., цена на газ для Белоруссии с 1 января 2013 г. определяется сложением принимаемой в расчет цены на газ для потребителей Ямало-Ненецкого автономного округа и удельных стоимостей транспортировки газа от мест добычи газа в ЯНАО до границы Российской Федерации и Республики Белоруссия, стоимости хранения газа в подземных хранилищах газа Российской Федерации, расходов ПАО «Газпром» по реализации газа<sup>1</sup>. Полученная цена газа пересчитывается на фактическую теплотворную способность.

Для расчета цены на газ для Республики Белоруссия принимались следующие базовые значения 2013 г., которые индексировались на величину инфляции:

---

<sup>1</sup> «Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь» (Заключено в г. Москве 25.11.2011). - М.: Консультант Плюс, 2016. -- URL:<http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=INT&n=53600&md=242442.2298729980#0>

- удельная стоимость транспортировки газа от мест добычи газа в Ямало-Ненецком автономном округе до границы России и Белоруссии исходя из ставки транспортного тарифа 2,7 долл./тыс. куб. м на 100 км расстояния и среднего расстояния транспортировки, принимаемого равным 3262 км;

- удельная стоимость хранения газа в российских ПХГ в размере 6,2 долл./тыс. куб. м;

- удельная величина расходов открытого акционерного общества Газпром по реализации газа в размере 1 долл. за 1 тыс. куб. м.

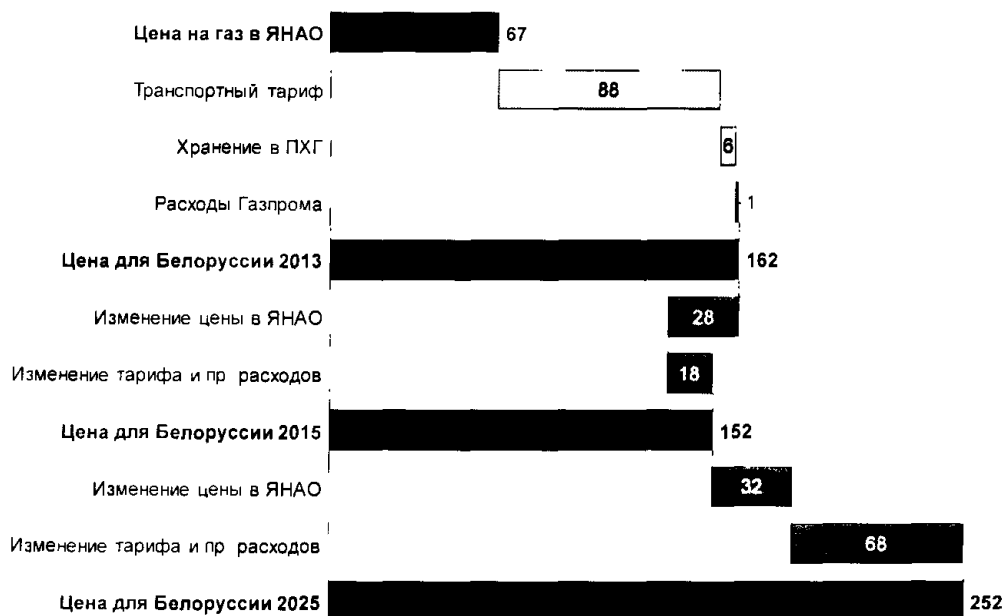
Согласно нашим оценкам, цена российского газа на границе России с Белоруссией в инерционном сценарии вырастет с 152 долл./тыс. куб. м в 2015 г. до 252 долл./тыс. куб. м к 2025 г., при этом рост транспортных расходов в общем росте цены составит 63% (рис. 49).

Стоит отметить, что основным фактором снижения цены для Белоруссии до 2015 г. было снижение курса рубля, в результате чего цена на газ в ЯНАО в долларовом выражении снизилась с 67 до 39 долл./тыс. куб. м. Таким образом, предпосылка дальнейшего укрепления курса рубля будет одним из важных факторов роста долларовой цены на газ. В этом контексте стремление к переходу на рублевые расчеты может положительно отразиться на прогнозном уровне цен на газ для Белоруссии, уровень которых к 2025 г. будет ниже сценария в долларах на 6,5%.

С другой стороны, рынки Белоруссии, Армении и Киргизии являются в высокой степени монополизированными, поэтому во многом дальнейшие решения по ценам будут также зависеть от переговорной позиции этих стран с Россией в части изменения условий экспортных контрактов.

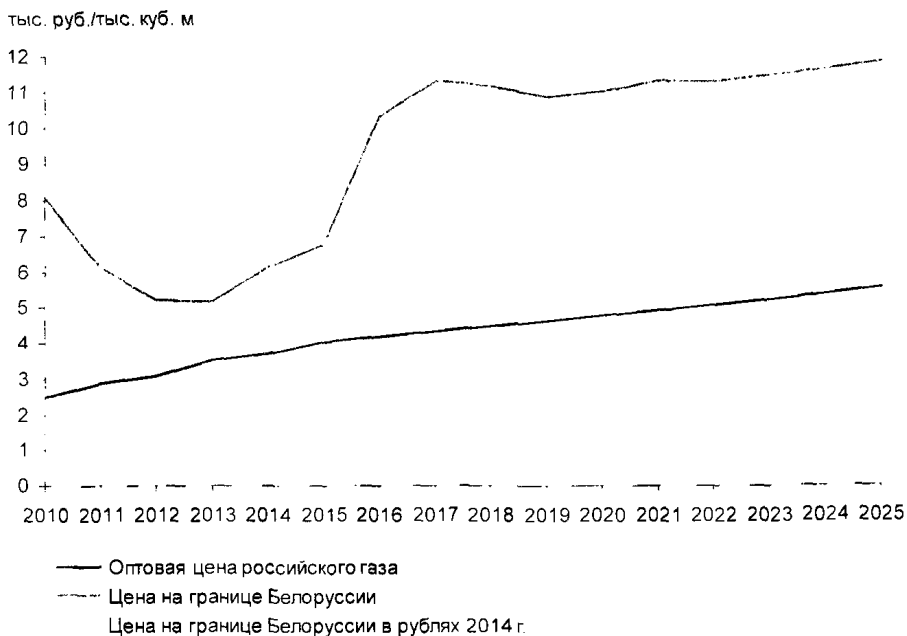
Уже сегодня действующий механизм ценообразования активно оспаривается белорусской стороной, которая настаивает на отмене долларовой привязки, указывая новый уровень справедливой цены в размере 80 долл./тыс. куб. м.

По факту, даже если зафиксировать цену на газ в долларах 2014 г., стоимость российского газа на границе составила бы как минимум 114 долл./тыс. куб. м в 2016 г. и 129 долл./тыс. куб. м в 2017 г. за счет инфляции транспортных издержек и роста российских оптовых цен на газ.



**Рис. 49. Факторы изменения цен на газ для Белоруссии с 2013 по 2025 г., долл./тыс. куб. м**

Источник: составлено авторами по: Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь (Заключено в г. Москве 25.11.2011). М.: Консультант Плюс, 2016.  
 URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base-INT&n=53600&rnd=242442.2298729980#0>



**Рис. 50. Прогноз цен на газ в России и Белоруссии  
 в Инерционном сценарии**

Источник: составлено авторами по: World Bank Commodities Price Forecast // World Bank, 2017. – URL: <http://pubdocs.worldbank.org/en/926111485188873241/CMO-January-2017-Forecasts.pdf>

В результате Инерционный сценарий будет приводить к дальнейшей эскалации газовых споров. Формального основания для урегулирования конфликта интересов не появится, так как участники газового рынка не будут иметь 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. Такой метод установления цены, основанный на концессии «кост плюс», не будет стимулировать компании к оптимизации производственных издержек, что приведет к потере эффективности в добыче (рис. 50).



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 очевидно, что продолжать намеченный путь к рыночным механизмам необходимо. В этом смысле целесообразно рассмотреть так называемый «переходный сценарий», который отвечает последней концепции российского правительства в отношении долгосрочной политики ценообразования.

В данном 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 границы при ликвидации нижней ценовой границы, что обеспечит справедливую конкуренцию на внутреннем рынке.

Данный подход является одним из наиболее часто применяемых в международной и российской практике государственного регулирования цен. Методом «нетбэк минус» в России определяются цены на нефтепродукты, продукты нефте- и газохимии, первичный алюминий. Отметим, что равнодоходные цены применяются в отношении экспортно-ориентированных стран, где объем внешних рынков сбыта сопоставим с внутренним, а доля транспортных расходов находится в пределе 15% стоимости товара<sup>1</sup>. В этом контексте

---

<sup>1</sup> Принципы экономического анализа практик ценообразования на предмет их соответствия Закону о защите конкуренции / Федеральная анти-

характеристики нефтяного рынка в большей степени отвечают данному методу, ведь, как было указано выше, доля экспорта российского газа составляет всего 32% против 43% для нефти, а доля затрат на транспортировку газа весьма существенна по причине более высокой сложности и капиталоемкости газотранспортной инфраструктуры в отличие от нефтяной.

Тем не менее установление такого ценового ориентира позволяет предположить, что цена газа, с одной стороны, не будет завышенной в связи с более высоким уровнем конкуренции на внешнем рынке и, с другой стороны, будет покрывать уровень издержек производителя, так как считается, что экспортные цены закладываются с определенным уровнем маржи и не будут убыточными. Кроме того, значительно упрощается и становится более прозрачной методика расчета цен по сравнению с механизмом «кост плюс».

В рамках Переходного сценария предлагается оценить две модели равнодоходной цены:

1. Цена нетбэк, в качестве индикатива которой будет использована средняя экспортная цена Газпрома в дальнем зарубежье (европейский рынок).

2. Цена нетбэк, привязанная к спотовым котировкам газа на виртуальной торговой площадке TTF (Title Transfer Facility) в Нидерландах.

Приказ ФСТ «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа»<sup>1</sup> устанавливает в качестве индикатива цену реализации газа за пределы стран – участниц

---

монополия служба России. – М.: ФАС России, 2014. -- URL: [http://fas.gov.ru/netcat\\_files/File/Printsipy%20ekonomicheskogo%20analiza%20praktik%20tsenoobrazovaniya%20na%20predmet%20ih%20sootvetstviya%20Zakonu%20o%20zaschite%20konkurentsii.pdf](http://fas.gov.ru/netcat_files/File/Printsipy%20ekonomicheskogo%20analiza%20praktik%20tsenoobrazovaniya%20na%20predmet%20ih%20sootvetstviya%20Zakonu%20o%20zaschite%20konkurentsii.pdf)

<sup>1</sup> Приказ ФСТ России от 09.07.2014 № 1142-з (ред. от 24.03.2015) «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа» (Зарегистрировано в Минюсте России 21.07.2014 N 33164). -- М.: Консультант Плюс, 2014. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_166007/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_166007/)

Содружества Независимых Государств, определяемую по следующей формуле:

$$C_{ГЗ} = (0,2097 \cdot M + 0,2685 \cdot G) \cdot K_{вал},$$

где  $M$  – средняя цена на мазут с содержанием серы 1%;  
 $G$  – средняя цена на газойль с содержанием серы 0,1%;  
 $K_{вал}$  – обменный курс рубля к доллару США, установленный Банком России на последний день периода расчета среднесарифметических значений цен мазута и газойля.

Средняя месячная цена на мазут или газойль рассчитывается как среднее арифметическое значение цен на мазут или газойль за все дни торгов в соответствующем месяце, рассчитанных в свою очередь как среднее арифметическое за девять месяцев, отсчитываемых перед двухмесячным периодом, который предшествует расчетному периоду, в течение которого оптовые цены на газ не меняются, между минимальной и максимальной ценой за каждый день торгов по котировкам BARGES FOB ARA (поставка на условиях FOB Амстердам – Роттердам – Антверпен судами вместимостью до 50 000 баррелей).

По нашим расчетам, в 2016 г. цена реализации газа в дальнем зарубежье опустилась в точку локального минимума – 165 долл./тыс. куб. м. Ряд аналитических агентств практически единогласны в прогнозе цен на нефть и нефтепродукты до 2025 г. Основываясь на этих оценках, была сформирована предпосылка о росте цен на нефть с 44 долл./барр. в 2016 г. до 83 долл./барр. в 2025 г. и соответствующем росте цен на нефтепродукты. В результате цена российского газа в европейских странах составит 268 долл./тыс. куб. м.

Средняя по ЕСГ расчетная цена на газ, обеспечивающая равную доходность поставок потребителям на внутреннем и внешнем рынках, задается следующей формулой:

$$C_{P,Г} = C_{ГЗ} \times \left( \frac{100\% - C_{ин.}}{100\%} \right) - P_{ГЗ} - \Delta T_{PФ}^{cp},$$

где  $C_{т.п.}$  – ставка экспортной таможенной пошлины, %;

$P_{дз}$  – величина расходов на транспортировку и хранение газа при его реализации за пределы территорий стран СНГ, руб./тыс. куб. м;

$\Delta T_{рф}^{ср}$  – разница между средней стоимостью транспортировки газа от мест добычи до границы Российской Федерации и средней стоимостью транспортировки газа от мест добычи до потребителей РФ, руб./тыс. куб. м.

Предполагается, что курс рубля к доллару будет в дальнейшем укрепляться, а размер транспортных расходов индексироваться в соответствии с прогнозным уровнем инфляции, заданным Минэкономразвития. Ставка экспортной пошлины установлена на уровне 30% от объема реализации газа на экспорт<sup>1</sup>.

Сегодня для промышленных потребителей газа к данной формуле устанавливаются специальный понижающий коэффициент для искусственного занижения конечной цены и коэффициенты дифференциации по регионам, отражающие отклонение цены определенного пояса от среднего по ЕСГ уровня. Однако с момента выхода постановления о методах и сроках перехода на нетбэк произошло серьезное изменение ценовых ориентиров на мировых рынках, вследствие чего дифференциал нетбэка к регулируемой цене ФАС сузился более чем в 3 раза: с 3263 руб./тыс. куб. м в 2012 г. до 954 руб./тыс. куб. м (рис. 51).

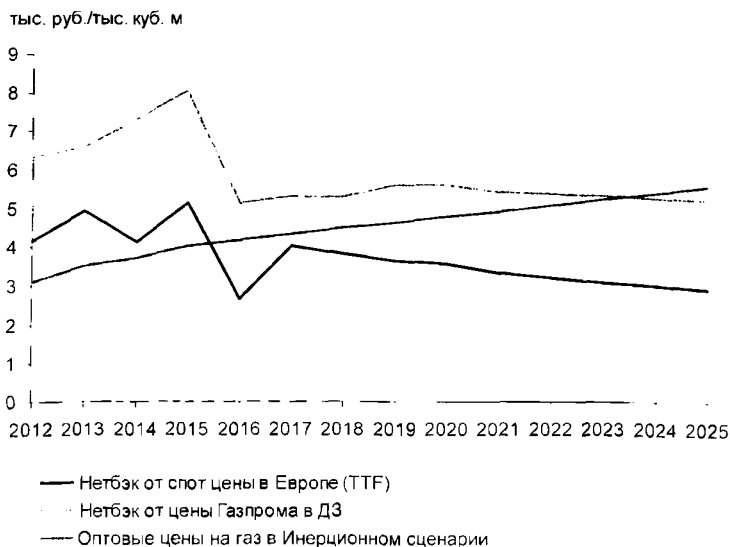
Вопреки мнениям некоторых экспертов, оптовые цены на газ для промышленных потребителей в 2016 г. так и не сравнялись с равнодоходной ценой, что связано с ростом

---

<sup>1</sup> Постановление Правительства РФ от 30 августа 2013 г. № 754 «Об утверждении ставок вывозных таможенных пошлин на товары, вывозимые из Российской Федерации за пределы государств – участников соглашений о Таможенном союзе, и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями). – М.: Гарант, 2013. URL: <http://base.garant.ru/70443626/>

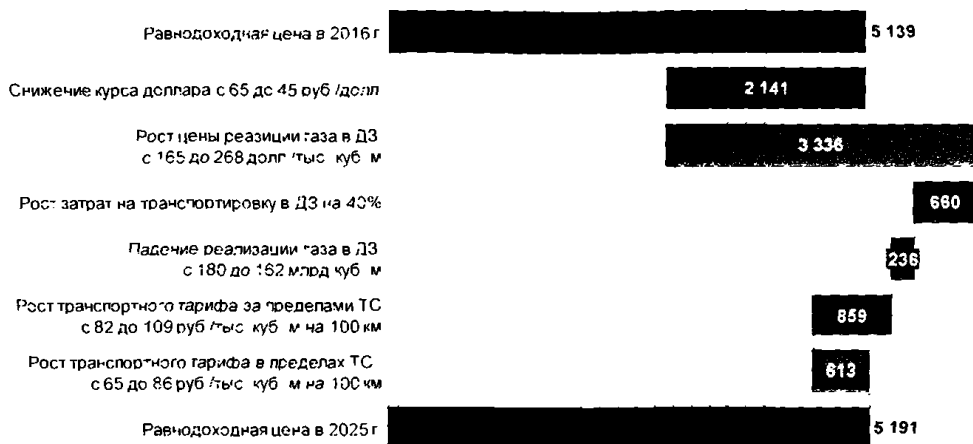
курса до 65 руб./долл. Если бы размер курса сохранился на уровне 2014 г., нетбэк был бы сопоставимым уже в 2015 г.

В результате уровень равнодоходной цены на газ, базой которой является цена реализации Газпрома в дальнейшем зарубежье, вырастет на 9% к 2019 г., после чего будет планомерно снижаться до 5191 руб./тыс. куб. м. в 2025 г. (рис. 52).



**Рис. 51. Прогноз внутренних цен на газ в России в Переходном сценарии**

Источник: составлено авторами по: Приказ ФСТ России от 09.07.2014 № 1142-р (ред. от 24.03.2015) «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа» (Зарегистрировано в Минюсте России 21.07.2014 № 33164). - М.: Консультант Плюс, 2014.  
 URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_166007/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_166007/)



**Рис. 52. Факторы изменения равнодоходной цены на газ в 2025 г. относительно 2016 г.**

Источник: составлено авторами по: Приказ ФСТ России от 09.07.2014

№ 1142-г (ред. от 24.03.2015) «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа» (Зарегистрировано в Минюсте России 21.07.2014 № 33164). – М.: Консультант Плюс, 2014. --

URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_166007/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_166007/)

По результатам проведенного факторного анализа рост цен реализации газа и изменения курса будут оказывать наибольший вес в изменении прогнозного значения нетбэка. При этом ожидаемое укрепление рубля нивелирует эффект роста экспортных цен Газпрома на 64%, а рост транспортных тарифов за рубежом и внутри Таможенного союза ограничат потенциальный рост цены нетбэк на 900 руб./тыс. куб. м. Снижение объемов реализации российского газа в Европу будет оказывать наименьший вес среди прочих факторов ценообразования (см. рис. 52).

Таким образом, согласно нашему прогнозу, нетбэк от цены Газпрома в дальнем зарубежье сравняется с регулируемой ценой после 2023 г. По нашему мнению, данный подход по установлению потолка цен на уровне экспортного нетбэка

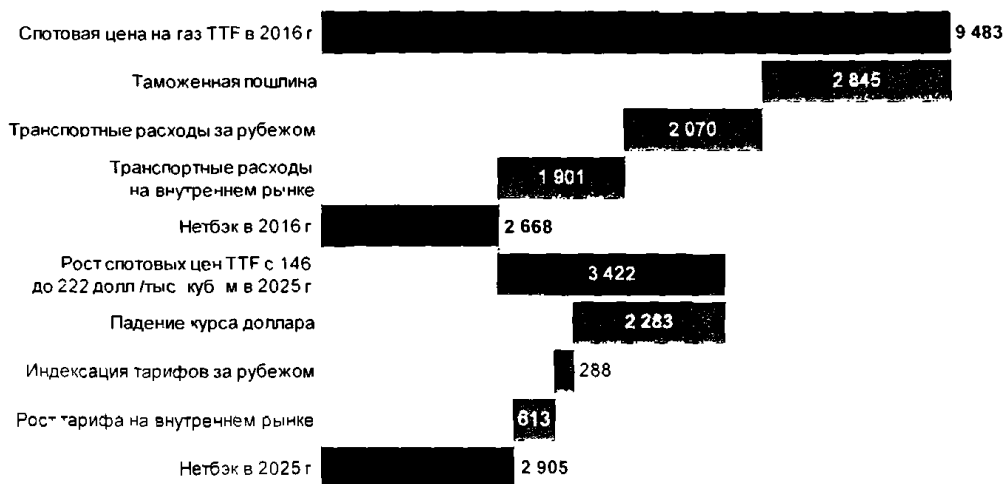
к цене Газпрома в Европе не позволит избежать искусственного завышения цен по причине несопоставимости рынков. Экономически обоснованный уровень цен для европейских потребителей, выраженный в иностранной валюте, может отличаться от справедливого уровня цен на внутреннем рынке, особенно после произошедшей девальвации российского рубля. Кроме того, не исключено вероятное завышение стоимости газа Газпромом по долгосрочным контрактам с некоторыми европейскими странами. Таким образом, в рамках данного сценария имеет смысл рассмотреть альтернативный вариант.

Вторым вариантом индикатива к равнодоходной цене газа может стать привязка к спотовой цене на газ торговой площадки TTF. Формула равнодоходной цены учитывает экспортную пошлину и логистику поставок по территории Евросоюза, рассчитанную как расстояние транспортировки в каждой транзитной стране (Нидерланды, Германия Польша), умноженное на размер платы за транзит газа, установленный операторами ГТС соответствующих стран. Оценка транспортных затрат на внутреннем рынке проведена исходя из произведения удельной ставки тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам в пределах таможенной территории РФ и среднего расстояния транспортировки газа, добываемого Газпромом, по территории РФ.

В 2016 г. цена «нетбэк минус» от европейских спотовых котировок опустилась ниже регулируемых цен на газ на 36% и составила 2668 руб./тыс. куб. м. Основной причиной такого явления стало беспрецедентное падение европейских спотовых цен на виртуальном хабе TTF на треть до абсолютного минимума в 146 руб./тыс. куб. м в отличие от цены Газпрома, уровень которой выше европейских хабов в среднем на 13% (рис. 53).

Размер экспортной пошлины и транспортных расходов имеют сопоставимое влияние на формирование равнодоходной цены. При этом основными факторами снижения стои-

мости газа, помимо укрепления курса рубля, будет рост транспортного тарифа на территории России и, что менее значимо, тарифов за рубежом. Так, все эти факторы практически полностью нейтрализуют эффект роста цен на газ TTF, в результате чего цена на газ в данном варианте вырастет только на 9% к 2025 г. и составит 2905 руб./тыс. куб. м.



**Рис. 53. Факторы изменения цены нетбэк, привязанной к спотовым котировкам газа на площадке TTF**

Источник: составлено авторами по: ICE Endex (TTF Gas) // Elexys. – URL: <https://my.elexys.be/MarketInformation/IceEndexTtfGas.aspx>

По нашему прогнозу, дифференциал нетбэков к экспортной цене Газпрома и к спотовым котировкам TTF будет постепенно расширяться и достигнет более 2 тыс. руб./тыс. куб. м. Такой большой разброс говорит о неэквивалентности подходов к определению цен.

Доминирование нефтяной привязки в цене российского газа для европейских потребителей имеет и положительные,



и отрицательные эффекты для внутреннего рынка. С одной стороны, нефтепродукты уже давно перестали играть роль субститута (ориентира) и взаимозаменяемого конкурентного топлива для газа в электроэнергетике, а в европейских контрактах расширяется использование других ценовых ориентиров, отражающих существующие тенденции по росту глобальной конкуренции за потребителей. С другой стороны, нефтяной рынок является высоколиквидным, что гарантирует прозрачные и справедливые цены, формирующиеся на физическом и финансовом рынках.

В этом смысле относительно низкая ликвидность европейских газовых хабов вызывает вопросы, как и высокая волатильность котировок. Для сглаживания ценовых колебаний будет иметь смысл устанавливать такой индикатив с определенным временным лагом. Для добывающих компаний и промышленных потребителей евразийского пространства это означает появление некоторой предсказуемости будущих цен на газ, что позволит планировать будущую инвестиционную активность как минимум на полгода вперед.

По нашему мнению, можно утверждать, что уровень справедливой цены на газ должен находиться в коридоре между представленными вариантами нетбэжа, при этом ни один из них не может использоваться в качестве 100%-го ценового индикатора. Как уже упоминалось, есть основания полагать, что корзина цен Газпрома завышена по ряду стран, в то время как динамика европейских спотовых цен определяется факторами спроса и предложения на внутреннем рынке ЕС, в результате чего существует риск получения неправильных ценовых сигналов как для внутреннего рынка России, так и стран ЕАЭС.

В апреле 2016 г. ФАС выступила с предложением о проведении либерализации цен на газ с 2018 г. при индексировании текущего уровня регулируемых тарифов в 2017 г. на 4%. В таком случае при переходе к нетбэжу от цены реализации Газпрома в Европе в последующие 2 года внутренние

цены на газ должны будут ежегодно индексироваться на 10%. В случае привязки цены к спотовым ценам на газ ТГГ тариф на газ должен будет ежегодно снижаться на 6%. Получается, что в кризисных условиях выход на паритет в двух условиях является слишком агрессивным для российских потребителей и стран ЕАЭС даже с учетом отмены нижней границы цен.

С точки зрения организации рынка, в рамках Переходного сценария независимым производителям газа наряду с либерализацией экспорта СПГ будет предоставлено право экспорта трубопроводного газа в АТР при наличии добывающих активов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Кроме того, могут быть организованы тестовые поставки газа НСП в Европу в рамках ограниченной квоты на основе договора с ООО «Газпром-экспорт». Это будет частично компенсировать выпадающие доходы независимых производителей на внутреннем рынке в связи с отменой нижней границы Газпрома только после 2020 г.

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 с целью дальнейшей привязки биржевой цены к долгосрочным контрактам на внутреннем рынке

При этом полноценная либерализация газового рынка ЕАЭС невозможна без изменения принципов пользования газотранспортной системой. В этом сценарии предполагается частичная реализация опыта газового рынка США (НАФТА), подразумевающая разделение вертикально-интегрированных газовых компаний с последующим созданием независимых операторов газотранспортной системы и торговых узлов, именуемых хабами. Активным сторонником подобной рыночной модели выступает ФАС РФ.

Данный сценарий несет в себе относительно высокие риски для действующих субъектов рынка, от которых потребуются быстрая адаптация к новым условиям. С другой стороны, появляется возможность обеспечения равного доступа большого числа потребителей и небольших добывающих компаний, которые будут формировать справедливый рынок.

Цена на газ на внутреннем рынке России и торговых партнеров по ЕАЭС будет определяться от биржевой цены соответствующего балансового пункта плюс транспортный тариф. Биржевые инструменты по торговле газом должны включать не только контракты на сутки и месяц, но и внедрение производных биржевых инструментов с целью хеджирования ценовых рисков и исключения неопределенности в части формирования прогнозного уровня цен.

Сегодня российское законодательство предусматривает участие нерезидентов в биржевых торгах газом, поэтому основными шагами для налаживания торговли газом через биржу с потребителями ЕАЭС является расширение балансовых пунктов (которых на данный момент всего три) в России, Белоруссии, Казахстане и других заинтересованных странах, а также выработка механизмов стимулирования торговли. Первостепенной задачей является выработка нормативного законодательства, которое учитывало бы единые правила ведения взаимной торговли газом и вопросы доступа к инфраструктуре ГТС с последующей апробацией новых условий в рамках пилотных проектов.

Говоря о международном опыте, необходимо перенять практику Европейского союза в части использования механизма коммерческой балансировки газа. На внутренних рынках стран – участниц ЕАЭС отсутствуют механизмы коммерческой балансировки газа. Краткосрочные колебания спроса «включены» в заключаемые контракты и являются «бесплатными» для потребителей, однако фактически происходит субсидирование одними потребителями других. Вне-

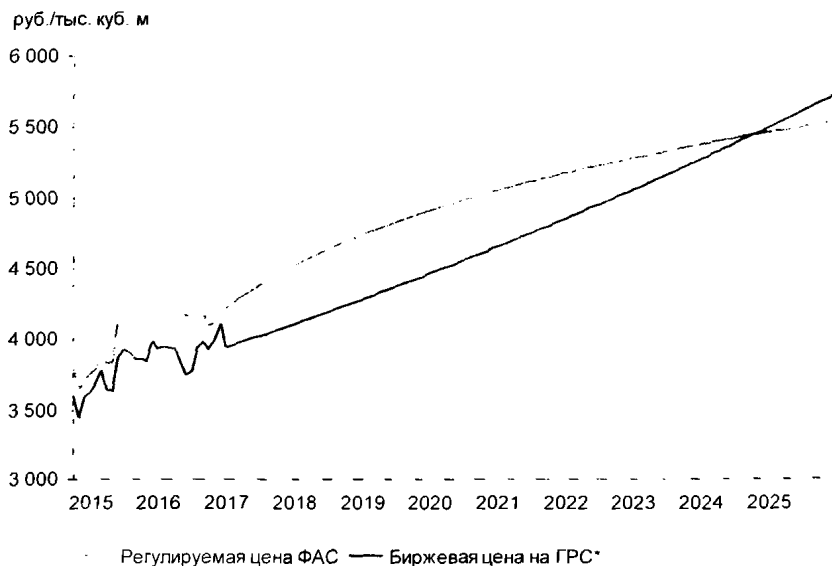
дрение условий «транспортируй или плати» и «бери или плати» в договора по транспортировке и поставке газа<sup>1</sup> позволит продавать излишки либо покупать недостающие объемы для повышения эффективности работы отрасли и стимулирования развития рыночных отношений.

Так как биржевая цена отражает уровень спроса и предложения 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 ГРС сравняются и к моменту запуска общего рынка газа превысят регулируемые цены, сдерживаемые инфляцией, на 2% (рис. 54).

Очевидно, что переход на такой механизм ценообразования целесообразен при достижении достаточного объема торгов – как минимум 10% добычи или не менее 70 млрд куб. м. С учетом того, что за два года существования газовой биржи объем торгов более чем удвоился и достиг 15 млрд куб. м в год в 2016 г., использование биржевого индекса в оптовых ценах промышленности может начаться не ранее 2018–2019 гг. До этого момента важно довести регулируемый уровень цен до уровня биржевых котировок во избежание ценовых шоков, которые могут парализовать газовую отрасль.

---

<sup>1</sup> Ответственность независимых производителей газа и их контрагентов за соблюдение обязательств по использованию ГТС необходимо повышать // ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». М.: ПАО «Газпром», 2015. - URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2013/february/article156007/>. Загл. с экрана.



\* газораспределительная станция, регулируемая цена составлена по соответствующим базисным пунктам

### Рис. 54. Факт и прогноз регулируемых и биржевых цен на газ до 2025 г.

Источник: составлено авторами по: СПРАВКА об экономических показателях приобретения покупателями газа на АО «СПбМТСБ» по биржевым договорам 23.12.2016 / Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа. – П.: СПбМТСБ, 2016. – URL: <http://spimex.com/upload/iblock/1df/1df9810351bb7384edad703031402584.pdf>

В долгосрочной перспективе предполагается распространение единых биржевых правил торговли при создании газовых бирж на территории прочих стран - членов ЕАЭС.

По нашему мнению, данный сценарий является наиболее оптимальным в силу множества обстоятельств:

1. Договора поставок будут заключаться в национальной валюте страны нахождения биржи, позволяя избежать

риск ценовой волатильности, который проявляется в переходном сценарии.

2. Различные биржи будут иметь возможность работать с одними базисными пунктами, которые будут предоставлять информацию о состоянии и загруженности транспортной системы единому информационному агентству, что будет способствовать бесперебойности поставок и повысит прозрачность рынка.

3. Унификация правил организации и проведения биржевой торговли позволит значительно упростить доступ небольших потребителей и производителей газа к торгам и, соответственно, повысит ликвидность рынка, что будет способствовать формированию объективного рыночного индикатора, зависящего от баланса спроса-предложения большого количества участников.

Основным эффектом использования биржевого ценового ориентира будет оперативное реагирование цен на сигналы внутреннего рынка: при снижении потребления газа цены будут сокращаться, тем самым стимулируя потребительский спрос, и наоборот, рынок станет более сбалансированным.

### **3.4. Экономические эффекты для России и Беларуси как тест на жизнеспособность ОГР ЕАЭС**

Основываясь на обсуждаемых сегодня подходах к установлению цен на газ в рамках либерализации рынка газа РФ, в работе проводится оценка экономической целесообразности таких вариантов на примере организации поставок российского газа в Республику Беларусь.

С момента подписания договора о создании ОРГ ЕАЭС прошло более трех лет. За это время была подготовлена концепция формирования ОРГ до 2025 г. Документ содержит множество неясных и местами противоречивых положений. За рамками концепции остались тарифы на услуги по хранению газа, вопрос выделения ГТС. Более того, ее утвержден-

ные положения не подразумевают создания единых принципов работы на внутренних (ЕАЭС) и внешнем рынках. В связи с этим общие рыночные правила, вероятно, будут устанавливаться только в отношении трансграничных поставок газа.

Основное положение документа, которое до сих пор вызывает жаркие обсуждения, – необходимость перехода к рыночным механизмам ценообразования. Если в договоре о ЕАЭС в перечне комплекса мер обозначено достижение равнодоходных цен (экспортный нетбэк), то большая часть концепции посвящена развитию биржевой торговли между странами – членами Европейского союза. Уже в конце уходящего 2017 г. ожидается появление Программы формирования ОРГ ЕАЭС, где, вероятно, будут прописаны соответствующие уточнения. Поэтому сегодня целесообразно сравнить все возможные сценарии формирования цен на газ в рамках торговли между странами – членами ЕАЭС.

Ключевое ожидание Беларуси, Армении и Киргизии от формирования общего рынка – снижение цен на импортируемый ими российский газ. Для России, с одной стороны, важным условием в рамках создания ОРГ является минимизация потерь госбюджета, рост доходов в бизнес-сегменте и стимулирование спроса на газ. С другой стороны, в условиях отсутствия четкой модели регулирования внутреннего рынка газа, продолжительного роста добычи независимых производителей газа и их конкуренции с Газпромом участники рынка стремятся завершить начавшийся процесс реформирования, по набору инструментов схожий с планом реформ в рамках формирования ОРГ.

Последние 2 года обсуждений по поводу создания общего рынка газа ЕАЭС породили ряд споров вокруг справедливой цены газа. Как известно, результатом мирового энергетического кризиса стала девальвация национальных валют всех стран Союза, за исключением Армении, что привело к повышению стоимости газа на внутренних рынках тех стран,

где она привязана к доллару. Неспособность Белоруссии обслуживать долги за потребляемый российский газ, составляющие порядка 550 млн долл. на конец 2016 г., стала причиной текущего двустороннего энергетического конфликта.

В этом контексте целесообразно рассмотреть наиболее вероятные регуляторные и экономические развилки при формировании ОПГ на примере крупнейшего потребителя российского газа на постсоветском пространстве – Беларуси.

На сегодняшний день в отношении поставок российского газа в Беларусь целесообразно рассматривать 3 подхода к формированию цен на газ: текущее соглашение (действующая формула цены, пересчитанная в рублях 2016 г.), экспортный нетбэк (равнодоходная цена в ЯНАО плюс транспорт), указанный в договоре о ЕАЭС, и биржевая цена (на ГРС в Смоленске), указанная в концепции.

Одно из компромиссных решений по ценам на газ на границе Беларуси, обсуждаемое на рабочем уровне, предполагает сохранение текущей методики их определения (оптовая цена газа в ЯНАО плюс транспортный тариф, удельные расходы Газпрома и затраты на хранение газа) и переход на рублевые расчеты в отношении транспортного тарифа и прочих расходов. Соответствующее Соглашение между Правительствами РФ и Республики Беларусь о порядке формирования цен при поставке природного газа в последнюю существует с 2011 г., т.е. с момента выхода документа макроэкономические условия кардинально изменились.

Нынешние ценовые параметры, установленные в долларовом эквиваленте, после девальвации рубля перестали быть экономически обоснованными. В частности, транспортный тариф от ЯНАО до границы с Беларусью при текущем курсе превышает 5 тыс. руб./тыс. куб. м при действующем тарифе на уровне 2 тыс. руб./тыс. куб. м. Поэтому при пересчете цены на газ для Беларуси с учетом действующих тарифов в рублях (вариант «Текущее Соглашение»), в 2016 г.



она составила бы 4,8 тыс. руб./тыс. куб. м вместо действующих 8,6 тыс. руб./тыс. куб. м (132 долл./тыс. куб. м).

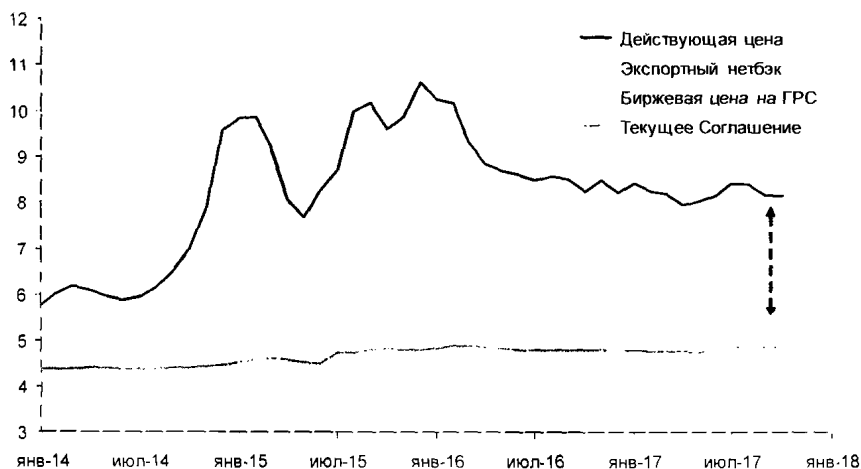
Что касается других стран ЕАЭС, дальнейшая динамика внутренних цен на газ Армении и Киргизии обладает высокой неопределенностью, так как во многих случаях не имеет взаимосвязи со стоимостью импорта на границе. Так, снижение цен Газпрома на армянской границе с 189 до 165 долл./тыс. куб. м в сентябре 2015 г. не отразилось на внутренних ценах Армении, которые являются одними из самых высоких в мире (270 долл./тыс. куб. м для крупных промышленных потребителей и 320 долл./тыс. куб. м для населения).

Базовая стоимость импорта российского газа на границе Армении складывается из величины оптовой цены газа для Оренбургской области в рублях, расходов на транспортировку газа до границы с Грузией и платы за транзит по территории Грузии (последняя определяется как 10% объема ввозимого газа). Порядка 40% конечной стоимости формируется за счет транспортного тарифа и прочих сборов на территории Армении. Получается, что снижение долларовых цен на российский газ для стран – членов ЕАЭС, имевшее место в 2015 и 2016 гг., не приводило к повышению конкурентоспособности промышленности этих стран.

Второй возможный вариант – установление цен по экспортному нетбэжу в ЯНАО (по предложенной ФАС методике) плюс транспорт до границы Беларуси.

На внутреннем рынке газа РФ попытки по сближению регулируемых оптовых цен с уровнем экспортного паритета (цена на газ на европейском рынке за вычетом таможенной пошлины и стоимости транспортировки за границей и на внутреннем рынке) предпринимались с 2007 г. В период с 2007 по 2011 г. оптовые цены на газ для промышленности выросли более чем в 2 раза до 2885 руб./тыс. куб. м, однако с ростом цен на нефть значение фактического нетбэжа продолжало возрастать относительно изначально прогнозируе-

мого уровня и к 2011 г. уже превышало его на 60%. С 2013 г. идея достижения равнодоходной цены была заморожена на неопределенный срок. С середины 2016 г. оптовые цены на газ максимально приблизились к экспортному паритету из-за падения цен на газ на внешних рынках. В среднем за 2016 г. равнодоходная цена была выше регулируемой всего на 192 руб./тыс. куб. м. На границе с Беларусью он составляет 5021 руб./тыс. куб. м (рис. 55).



**Рис. 55. Варианты формирования цен на газ на границе Беларуси, тыс. руб./тыс. куб. м**

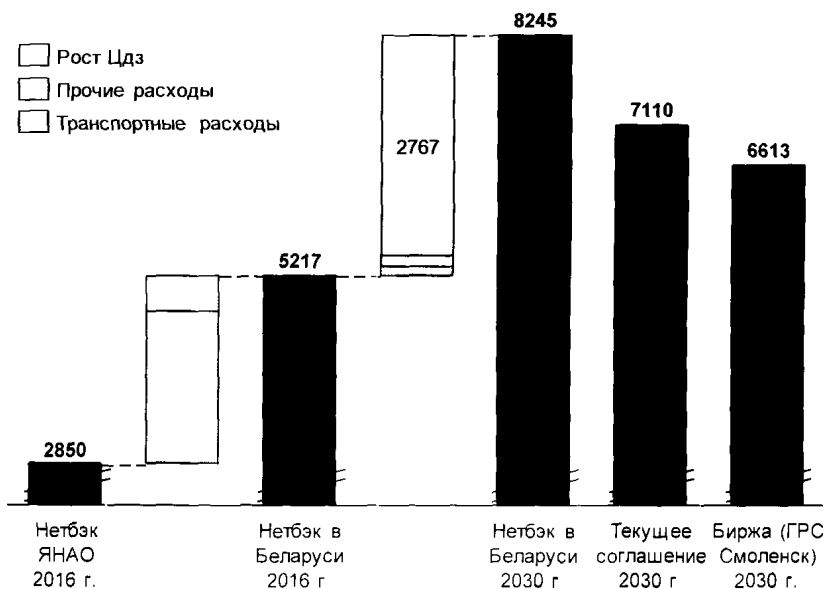
Источник: рассчитано авторами

Так как ценовые формулы по текущим долгосрочным экспортным контрактам Газпрома преимущественно содержат привязку к замещающим видам топлива (мазут и газойль), размер экспортного нетбэка будет иметь высокую зависимость от цены нефти.

Установление такого ценового ориентира для Беларуси позволяет предположить, что цена газа, с одной стороны, не

будет завышенной в связи с более высоким уровнем конкуренции на внешнем рынке и, с другой стороны, будет покрывать уровень издержек производителя, так как считается, что экспортные цены закладываются с определенным уровнем доходности и не будут убыточными.

При этом к 2030 г. равнодоходная цена с экспортом Беларуси будет обеспечивать максимальный доход производителям газа с учетом предпосылок по росту цен реализации газа в дальнем зарубежье до 212 долл./тыс. куб. м и увеличению курса до 80 руб./долл. (рис. 56).



**Рис. 56. Факторы формирования текущей и прогнозной цены на газ на границе Беларуси на основе экспортного нетбэка, тыс. руб./тыс. куб. м**  
 Источник: рассчитано авторами

Третий вариант подразумевает создание условий для биржевой торговли газом между участниками OPI. Данный сценарий несет в себе высокие риски для действующих субъектов рынка, от которых потребуется быстрая адаптация к новым условиям. Допуск независимых производителей газа к экспортным торгам не будет представлять для них интерес, так как продажи газа на внутреннем рынке по регулируемым ценам будут более прибыльными, нежели экспорт через биржу. Поэтому если не будут установлены требования по обязательным объемам трансграничных торгов (соответствующим действующим контрактам на поставку) через биржу для российских производителей газа, появится риск невыполнения экспортных обязательств перед этими странами.

По нашему прогнозу, биржевая цена газа на границе Беларуси (цена в балансовом пункте «КС Надым» плюс транспортировка до ГРС в Смоленске) к 2030 г. составит 6,6 тыс. руб./тыс. куб. м и будет наиболее низкой на фоне прочих сценариев. Дифференциал между разными вариантами цен будет постепенно расширяться и достигнет 1632 руб./тыс. куб. м.

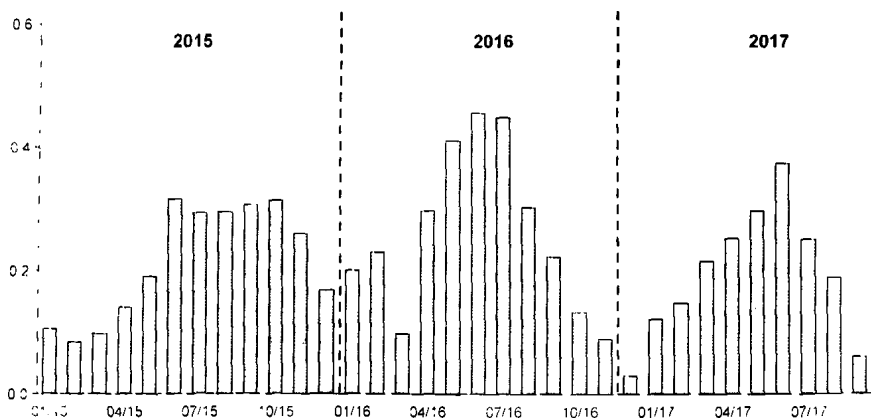
Такой большой разброс связан с неэквивалентностью подходов к определению цен.

Цены на основе биржевых индикаторов зачастую называют «справедливыми», так как они отражают баланс спроса-предложения на рынках, где этот газ торгуется. Для формирования репрезентативного уровня цен на бирже требуемый уровень ликвидности установлен в размере не менее 10% от объемов торгов газом в России. Но при сохранении регулируемых цен на газ на внутреннем рынке цена на бирже будет всегда тесно следовать за ними, как это происходит сегодня.

Основное преимущество биржи заключается в том, что газовые фьючерсные контракты позволяют формировать будущие ценовые ориентиры до 3-х лет вперед. Таким образом, использование биржи повышает доверие всех игроков к механизму формирования цены, так как она не устанавливается

ни одной из потенциально заинтересованных сторон, а участники рынка могут отслеживать ценовой индикатор в режиме реального времени. Кроме того, теоретически биржа должна повышать новый платежеспособный спрос за счет привлечения мелких потребителей.

Сегодня биржевые торги газом в ЕАЭС осуществляются только в России. Инструменты торговли на газовой секции Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи еще не сформированы окончательно. Торговые операции сопровождаются постоянными конфликтами между профессиональными биржевыми участниками, производителями и потребителями газа. За 3 года с момента начала торгов в октябре 2014 г. было реализовано всего 35,7 млрд куб. м (рис. 57).



**Рис. 57. Отклонения биржевых цен от регулируемых на ГРС (оптовая цена ФАС – БП «КС Надым»), руб./тыс. куб. м**  
 Источник: АО «СПБМТСБ» Об экономических показателях приобретения газа на АО «СПБМТСБ» на торгах, 2017. –  
 URL: <http://spimex.com/markets/gas/results/>

Проблема неэффективного функционирования биржи, по нашему мнению, связана с тем, что оператором торгов является компания, аффилированная с Газпромом – «Газпром Межрегионгаз». Основная негативная предпосылка, тормозящая развитие биржевой торговли, состоит в препятствии к допуску мелких и средних потребителей газа к участию в биржевых операциях.

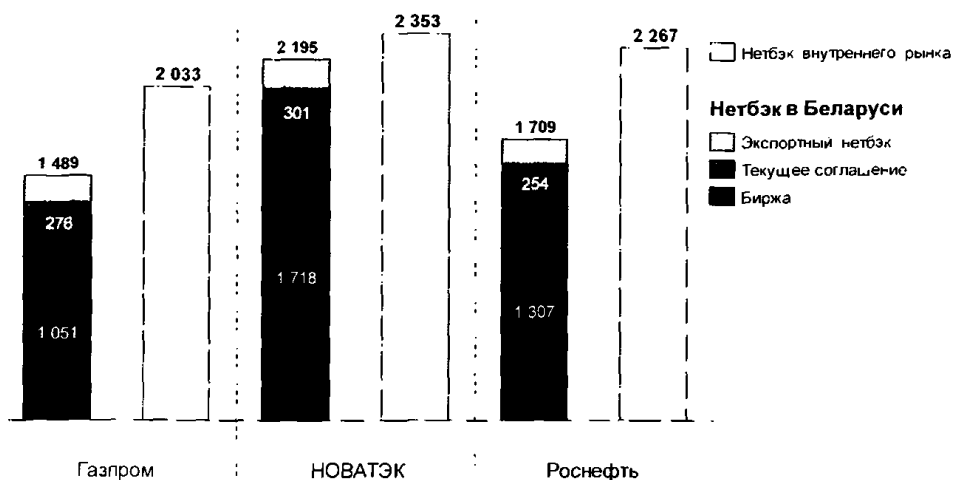
В среднем биржевая цена газа на газораспределительной станции (ГРС) конечных потребителей ниже регулируемой на 7,4%, так как вознаграждения координаторов торгов в биржевом контракте гораздо ниже платы за снабженческо-сбытовые услуги во внебиржевом контракте. В связи с этим Газпром и независимые производители стремятся к организации дополнительных поставок газа по регулируемым ценам. Это приводит к снижению биржевых цен на газ и стагнации торговли. Газпром зачастую реализует газ на бирже своим дочерним обществам, а последние в свою очередь перепродают его конечному потребителю по внебиржевому контракту, забирая себе ценовую разницу.

Препятствия аналогичного характера могут возникнуть при организации биржевой торговли газом в других странах – участницах ЕАЭС, где Газпром является основным владельцем газотранспортных и сбытовых активов. При таком сценарии произойдет снижение степени вовлеченности России в газовый бизнес партнеров по ЕАЭС, что может ослабить стратегически важные интеграционные связи между теми странами, где Газпром является собственником ГТС (Белоруссия, Армения).

Потенциально рассматриваемые варианты установления цен на российский газ для Беларуси позволят сохранить операционную эффективность практически для всех добычных проектов, несмотря на почти двукратное падение цен на газ при переходе на рублевый расчет транспортного тарифа.

Однако во всех сценариях уровень нетбэка для крупнейших производителей газа в Белоруссии ниже, чем средне-

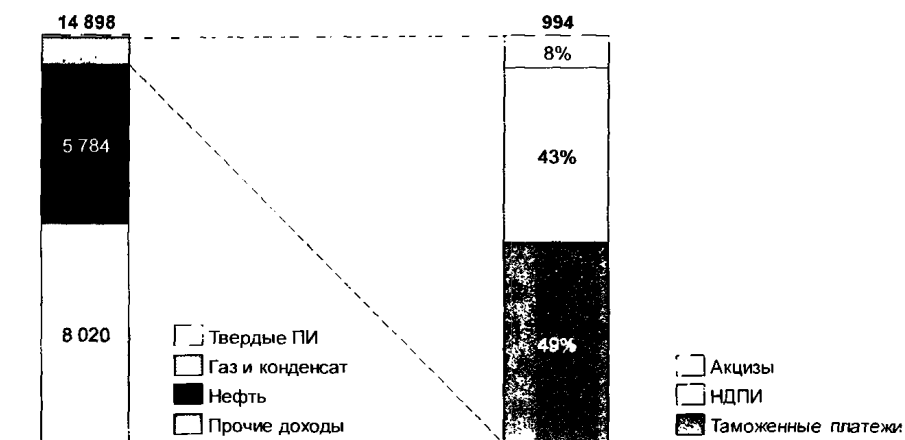
взвешенное значение на внутреннем рынке по результатам 2016 г. Переход на экспортный нетбэк обеспечит максимальную доходность производителям – на 160 руб./тыс. куб. м выше, чем в сценарии текущего соглашения (рис. 58).



**Рис. 58. Средний размер нетбэка при поставке российского газа в Беларусь и на внутренний рынок в 2016 г., руб./тыс. м<sup>3</sup>**  
 Источник: рассчитано авторами

Если к моменту формирования ОРГ ЕАЭС равнодоходная цена газа для ЕАЭС будет установлена в качестве верхней границы цены и НПП получают доступ к экспорту в пределах Союза, конкуренция за эти рынки будет слабая, так как внутренний рынок оказывается более предпочтительным. По нашим оценкам, для того, чтобы уровень нетбэка при поставках газа в Беларусь сравнялся с нетбэком на внутреннем рынке, цена на газ на границе должна составить как минимум 5603 руб./тыс. куб. м. Если переход на рублевые расчеты состоится, такой уровень цен действительно можно считать «справедливым», так как обеспечивается равная доходность поставок.

Перезаключение прямых контрактов по трубопроводному экспорту в ЕАЭС также порождает большую неопределенность. Хотя для НППГ это может стать экономически целесообразным вариантом, не требующим рискованных и капиталоемких инвестиционных решений. Однако следует понимать, что формирование ОРГ не приведет к созданию нового спроса, поэтому с высокой вероятностью произойдет всего лишь перераспределение поставок на внутренний рынок и в ЕАЭС (рис. 59).



**Рис. 59. Основные источники и структура поступлений в федеральный бюджет РФ в 2015 г., млрд руб.**

Источник: составлено авторами по: Федеральная налоговая служба. – URL: <https://analytic.nalog.ru/portal/index.ru-RU.htm>

Газовая отрасль России является второй по значимости с точки зрения объемов поступлений в федеральный бюджет, в 2015 г. природный газ обеспечил 7% в доходной части бюджета. При этом почти половину этих поступлений составляет таможенная пошлина.



Вследствие обнуления таможенной пошлины для стран Зоны свободной торговли (ЗСТ), российский бюджет ежегодно недополучает порядка 73 млрд руб. Таким образом, размер трансферта странам ЕАЭС в 2015 г. составил около 10% от всех таможенных выплат (рис. 60).

Тем не менее за счет эффекта девальвации рубля таможенные поступления в 2015 г. выросли на 59% и компенсировали падение цен на газ в 2015 г. (подробный расчет см. в приложении 1).

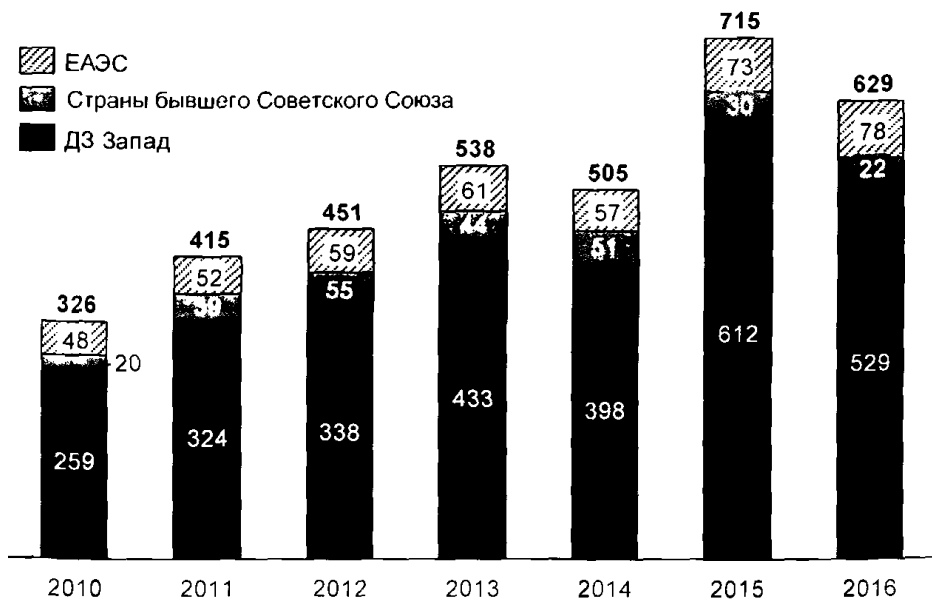


Рис. 60. Таможенные поступления от реализации газа по направлениям, млрд руб.

Источник: рассчитано авторами

На практике последних лет государство не раз убеждалось в том, что геополитические риски в некоторых случаях могут приводить к гораздо более существенным потерям в

долгосрочной перспективе. Ярким примером таких потерь стал газовый кризис между Россией и Украиной. После распада Советского Союза в 1990-е гг. Россия стала единственным газовым поставщиком для Украины, в то время как Украина была единственным транзитным «окном» российского газа в Европу. Из-за возникшей двусторонней зависимости контрактные цены на газ долгое время субсидировались, а часть поставленных объемов шла в учет транзитных выплат. С 2006 г. Россия настояла на заключении отдельного транзитного контракта, после чего отношения стали накаляться. Украина считала рост контрактных цен экономически необоснованным, накапливался объем неплатежей, участились случаи несанкционированного отбора газа из трубопровода в зимние периоды.

С 2000-х гг. Россия неоднократно выдвигала предложения о приватизации ГТС Украины с созданием консорциума с европейскими и российскими акционерами. При успешном исходе конфликты 2006, 2009 и 2014 гг. могли бы быть нивелированы. Вместе с ростом цен на нефть цены на газ на украинской границе по контрактной формуле от 2009 г. достигли 485 долл./тыс. куб. м в 2014 г., что положило начало реверсных поставок российского газа из Европы.

В результате потери от прекращения поставок газа в Украину составили порядка 2 трлн руб. в 2016 г., что существенно превышает потенциальные потери России от формирования ОРГ и даже ежегодные трансферты странам ЕАЭС по экспортным пошлинам.

Белоруссия является единственным крупным газовым партнером России в СНГ. В ее отношении также существуют риски перерастания накопленных разногласий в определенные экономические потери.

За всю историю энергетических отношений России и Белоруссии можно выделить три крупных конфликта: в 2006, 2010 и 2016 гг. В декабре 2006 г. в свете приближения даты окончания контрактов на поставку и транзит газа через Бело-

руссию оспаривались варианты формирования цены на газ. Газпром, преследовавший цель приобретения доли в Белтрансгазе, предлагал засчитывать часть платы за газ акциями компании. После достижения договоренностей Россия ввела экспортную пошлину на нефть, так как Белоруссия не выплачивала часть выручки от реэкспорта нефти в Европу. Контрответом со стороны Белоруссии стало введение транзитного тарифа и злоупотребление незаконным отбором нефти. Эти факты привели к временной приостановке прокачки нефти по трубопроводу «Дружба», а ситуация разрешилась только после вмешательства президентов двух стран (рис. 61).



**Рис. 61. Цены и объемы поставок российского газа в Белоруссию и Украину**

Источник: составлено авторами по: Справочники «Газпром в цифрах» ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». - М.: ПАО «Газпром», 2016. - URL: <http://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2016/>

Возникновению второго конфликта в 2010 г. послужил спор об учете взаимных долгов. Сложности с осуществлением взаимозачета по встречным долгам (российская задолженность за транзит газа и белорусская задолженность по контракту на поставки газа размером в 220 и 200 млн долл. соответственно) привели к временному ограничению поставок российского газа. В отличие от случая с Украиной, России удалось в конце 2011 г. приобрести белорусскую компанию Белтрансгаз, владельца ГТС, взамен на предоставление существенных скидок по цене на газ, что обеспечило бесперебойность транзитных поставок в Европу по территории Беларуси.

С 2015 г. ведутся продолжительные дискуссии по поводу формулы цены газа для Беларуси. В частности, официальный Минск высказывает желание о переходе на рублевые расчеты после 2020 г. В связи с этим очень важно уже сейчас определить и зафиксировать в договоре тот вариант, по которому будут определяться будущие цены для стран – членов ЕАЭС с учетом как максимизации возможной выгоды для российского государства и производителей, так и снижения конфликта интересов в пределах Союза.

В силу высокого насыщения газопотребления в Беларуси и Армении, маловероятно, что формирование общего рынка газа может привести к росту абсолютного объема поставок в эти страны. Большое плечо транспортировки также делает маловероятной экономическую эффективность поставок газа хозяйствующими субъектами Казахстана в Беларусь и Армению через биржу. Таким образом, в рамках общего рынка газа не следует ожидать роста трансграничной торговли газом.

Отсутствие экономически обоснованного механизма ценообразования может сопровождаться поиском взаимовыгодных решений для стран – участниц ЕАЭС. Если контрактные условия межправительственных соглашений не изменятся, переговоры по поводу справедливого уровня цен

могут не прекратиться. В результате появляется риск откладывания реализации смежных инфраструктурных проектов, манипулирования ценами и тарифами в других отраслях для усиления переговорной позиции по поводу цен на газ.

Основные экономические выгоды от создания общего рынка газа для газодefицитных стран – участниц ЕАЭС с высоким уровнем газификации (Беларусь, Армения) связаны с выравниванием оптовых цен на газ внутри общего рынка газа ЕАЭС, что должно привести к стабилизации или даже снижению внутренних цен на газ в этих странах. Для стран – участниц ЕАЭС с низким уровнем газификации (Кыргызстан, Казахстан), а также для стран с развитой добычей газа (Россия, Казахстан) характерна диверсифицированная структура факторов достижения положительного экономического эффекта от создания общего рынка газа ЕАЭС.

В силу объемов добычи и потребления газа в России следует ожидать, что именно на оптовом рынке газа РФ будут складываться основные ценовые индикаторы, значимые и для государств – членов ЕАЭС, входящих в общий рынок газа. Это означает, что значительного изменения цен на внутреннем рынке самой России при создании общего рынка газа не произойдет.

Одной из важных экономических выгод от создания общего рынка газа на территории ЕАЭС является рост инвестиционной привлекательности проектов в газовой отрасли. Основными факторами, которые окажут положительное влияние на инвестиционную привлекательность, являются:

1. Дополнительный рост потребления природного газа в результате усиления межтопливной конкуренции при переходе к рыночным механизмам (постепенное снижение нижней границы цены вплоть до ее ликвидации, рост биржевых операций) и соответствующее снижение цен на газ в среднесрочной перспективе.

2. Возможность формирования нового спроса на газ в таких сферах, как газохимия, ГТТ (газ в жидкость).

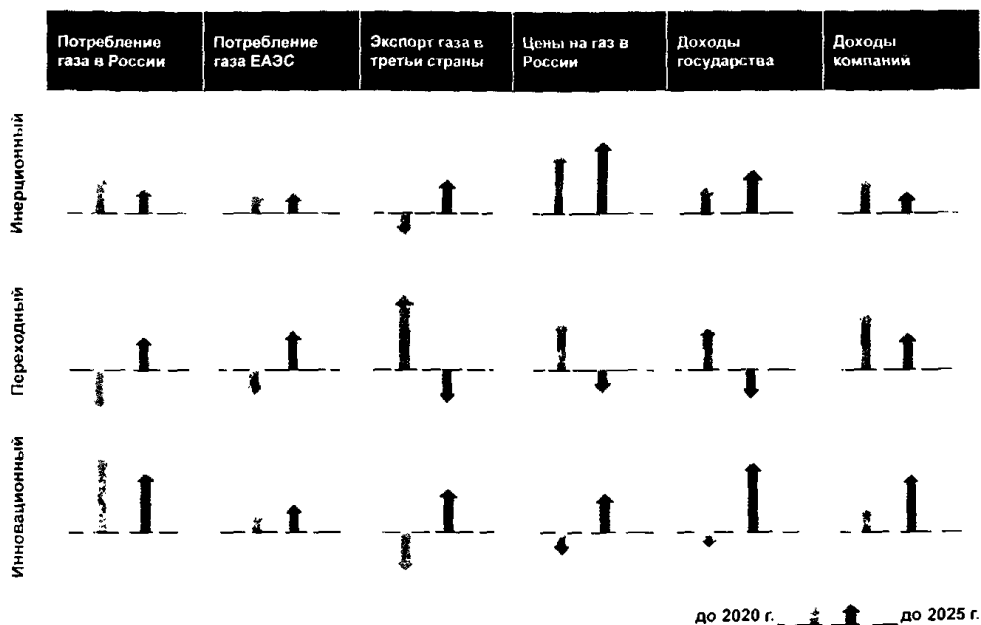
3. Устранение трансграничных и административных барьеров между национальными газовыми рынками, унификация технических процедур.

Реализация новых крупных проектов по транзиту природного газа через территорию Беларуси и Армении пока не планируется, а в случае их реализации объем инвестиций, скорее всего, не будет зависеть от наличия общего рынка газа. Казахстан обладает значительным потенциалом развития газовой отрасли страны как в секторе добычи, так и в секторе потребления природного газа. Развитие газовой отрасли страны планируется, в том числе и при активном участии правительства Казахстана.

Мы полагаем, что сценарий либерализации рынков газа ЕАЭС может осуществиться только в долгосрочной перспективе, т.е. не ранее чем через 10-15 лет, следует подробнее остановиться на некоторых положительных эффектах данного варианта. Снижение среднего уровня оптовых цен на газ может способствовать стимулированию внутреннего спроса на газ в странах – членах ЕАЭС, в связи с чем снижение доходов бюджета от налога на прибыль будет частично компенсироваться ростом поступлений от налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) при соответствующем наращивании добычи.

### **Выводы:**

Создание общего рынка ЕАЭС должно не только минимизировать финансовые потери России, но также служить определенным «буфером» для сглаживания подобных конфликтов. В данном контексте целесообразно рассмотреть последствия имплементации вышеизложенных сценариев функционирования рынков газа ЕАЭС на плановый период 2018–2025 гг.



**Рис. 62. Влияние сценариев на ключевые показатели развития общего рынка газа ЕАЭС**

Ис точник: составлено автором

Выбор сценария развития общего рынка газа ЕАЭС будет зависеть от характера оптимизационной задачи, которая должна ставиться государствами. Если основной целью будет являться 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 дальнейшем зарубежье. Однако в среднесрочной перспективе рост цен для ослабевших экономик стран-членов выразится в повышении энергосбережения и снижении промышленной активности, что дестимулирует потенциальный спрос на российский газ в таможенной зоне (рис. 62).

К тому же, такой механизм может начать порождать ценовые конфликты, так как его прозрачность может быть

легко оспорена торговыми партнерами в судебном порядке. К примеру, если считать нетбэк от цены российского газа на границе Германии, для которой уровень цен искусственно занижен 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 приносить высокий уровень неопределенности и тормозить принятие долгосрочных инвестиционных решений участниками газового рынка, повысится ценовая волатильность годовых временных рядов. За счет отмены нижней границы цены для Газпрома, производители получают возможность конкурировать с НПГ, компенсируя демпинговый уровень цен в некоторых регионах экспортными доходами, в результате чего монопольное положение Газпрома будет усиливаться, 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 независимыми производителями из премиальных рынков из-за наличия нижней границы цены для Газпрома. В условиях кризиса экономически необоснованный рост цен на газ приведет к тому, что спрос на газ будет стагнировать в пределах показателей последних 10 лет. Потенциально в таком сценарии заинтересовано государство, так как он будет обеспечивать стабильный минимальный уровень 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 – членами ЕАЭС по новым базисам поставки позволят в 2018-2019 гг. начать использовать биржевую цену как индикатив в цене долгосрочных контрактов.

Снижение общего уровня 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 рискованным вопросом в данном сценарии остаются последствия и сроки проведения выделения газотранспортной части Газпрома в отдельных независимых операторов или единого транспортного монополиста. Это может многократно увеличить размер транспортного тарифа, так как обслуживание ГТС позиционируется самим Газпромом как убыточное, при этом часть издержек покрывается от экспортной деятельности.

Вероятные сроки разделения будут определяться моментом выхода России из экономического кризиса, но имплементация данного решения произойдет только в результате президентского поручения<sup>1</sup>. При этом существует вероятность 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 Газпро-

---

<sup>1</sup> «Газпром» продолжает настаивать на сохранении добычи и поставки газа в рамках единой компании / новостной портал «Вести» // сайт новостного портала «Вести». М.: Вестн. 2016. – URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/78542>. Загл. с экрана.

мом 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 сразу же после изменения структуры собственности ГТС будет либерализован трубопроводный экспорт.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

---

Долгое время технологические ограничения и экономическая нецелесообразность транспортировки газа на дальние расстояния приводили к формированию замкнутых региональных газовых рынков. Зарождение СПГ-индустрии более 50 лет назад и последующая коммерциализация поставок на расстояния, превышающие 2 тыс. км, стало отправной точкой начала процесса глобализации. Росту конкуренции за основные рынки сбыта способствовало развитие научно-технического прогресса с начала 2000-х гг. в области технологий добычи нетрадиционного газа.

Беспрецедентным явлением стала коммерциализация добычи газа плотных коллекторов в США. После начала разработки сланцевого газа в начале 2000-х гг., уже в 2009 г. США удалось опередить Россию по показателю добычи. Революция в области добычи газа сланцевых пород стала результатом мультипликативного эффекта от коммерциализации и одновременного сведения нескольких существующих ранее технологий в единый механизм – трехмерной сейсмички, наклонного и горизонтального бурения, забуривания нескольких стволов из одной скважины, а также применения множественного гидроразрыва пласта. Вследствие растущей в 2000-х гг. цены на нефть, а вслед за ней и на газ, а также минимизации издержек образовалась расширяющаяся зона рентабельности.

В результате основные торговые потоки СПГ из Алжира, Катара и других стран, ранее предназначавшиеся для рынка США, были перенаправлены на европейский рынок и

премиальный рынок АТР. Сегодня добыча газа в США уже полностью покрывает внутренний спрос страны, а в 2016 г. с запуском СПГ-заводов (Sabine Pass) первый американский газ в виде СПГ поступил на эти рынки. Уже к 2020 г. планируется запуск 26 СПГ-заводов преимущественно в США, а также в Австралии. Так как механизм ценообразования в США полностью рыночный, рост собственной добычи газа с 2007 г. при отсутствии экспортных мощностей привел к падению цен на газ до 2,5 долл./МБТЕ в 2016 г.

С падением цен на нефть начало происходить сужение региональных дифференциалов цен на газ, в результате чего азиатский рынок перестал быть премиальным для производителей СПГ относительно европейского. Рост торговли по спотовым и краткосрочным контрактам на основе конкуренции «газ-газ» в Европе несет риск повышения ценовой волатильности, а также неопределенности формирования будущих цен, что значительно осложняет принятие инвестиционных решений Россией по строительству крупных газотранспортных проектов в данном направлении.

Риски снижения доли на внешних рынках 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.

Создание общих межгосударственных рынков газа – новое явление в развитии мирового газового рынка. Примеры попыток построения подобных рынков в настоящее время ограничиваются странами ЕС и отчасти странами НАФТА. В обоих случаях интеграция национальных рынков происходит на основе либерализации отношений в газовой отрасли, причем центрами интеграции выступают наиболее либерализованные страны, такие как Великобритания и США.

При формировании европейского единого рынка газа за основу была взята британская модель либерализации газового рынка, суть которой заключается в обеспечении свободной конкуренции поставщиков природного газа на рынке и переходе к биржевому ценообразованию на газ.

За основу в странах – членах НАФТА была взята американская модель либерализации рынка газа, которая вошла в стадию активного формирования в 1980-х гг. Становление общего рынка газа происходило не намеренно, а под влиянием реформ, проводившихся в США. Основой либерализации газового рынка США стало отделение трубопроводных услуг от продажи газа в приказном порядке, а также внедрение рыночного механизма ценообразования, где цена определяется как функция спроса и предложения. Спотовые цены в основных 24 узловых пунктах формируются как базисный дифференциал к цене Генри Хаб, который является крупнейшим узловым пунктом магистральной трубопроводной системы, а также базисом поставки во фьючерсных контрактах NYMEX.

При формировании единого рынка газа ЕС за основу были взяты британская и американская модели либерализации газового рынка, суть которой заключается в обеспечении свободной конкуренции поставщиков природного газа. В 2007 г. было окончательно завершено разделение вертикально-интегрированных газовых компаний. Осуществляется переход от долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК) с формульным ценообразованием к спотовой торговле с биржевым ценообразованием, доля последней по итогам 2015 г. составила 64%. При этом в биржевых ценах сохраняется высокий уровень корреляции к нефтяному индексу.

Так как британская модель была разработана для производителей газа, ЕС сталкивается с проблемами соответствия текущих правил газовой Директивы, процедуры реализации многих положений до сих пор не определены. С 2018 г.

предполагается, что компании из третьих стран не смогут одновременно быть поставщиками и владельцами газотранспортных мощностей. По сути, речь идет о мощном рыночном барьере по выходу на европейский газовый рынок, возникает препятствие для привлечения инвестиций.

Пример США в отношении избытка предложения очень показателен для России – в условиях искусственных ограничений экспорта при наличии избыточных мощностей предложения газа Газпрома (приметно на 100 млрд куб. м) и конкурентном ценообразовании цена внутреннего рынка может приблизиться к уровню предельных издержек.

В России в связи с сужающейся экспортной нишей, стагнационными процессами и растущей энергоэффективностью на внутреннем рынке существенный потенциал газодобычи остается нерезализованным. Проблемы действующей модели газового рынка начали усугубляться с появлением независимых производителей газа, получивших преференции по НДС и возможность давать скидки к цене Газпрома. Их доля в поставках на внутреннем рынке выросла с 10% в 2000 г. до 35% в 2015 г. Одновременно происходил существенный и необоснованный рост тарифов на услуги по транспортировке газа для НИГ. Очевидно, что компаниям становится тесно на внутреннем рынке, вследствие чего Газпром постепенно теряет на нем свою долю.

Регулирование цен на газ в России происходит в условиях отсутствия внятной модели, что влечет за собой высокий уровень неопределенности для компаний и потребителей. Исторически правительство искусственно занижало уровень цен для стимулирования промышленности, но с принятием курса на либерализацию газового рынка с 2007 г. начался необоснованный рост цен превышающими инфляцию темпами для достижения экспортного паритета с европейской ценой. Однако с ростом цен на нефть фактическое значение нетбэка продолжало отдаляться от уровня регулируемых цен. В результате на сегодняшний день накаплива-

ются противоречия среди участников рынка, при этом внятная модель газового рынка отсутствует.

Необходимость разработки общей модели газа ЕАЭС, по сути являющейся производной от российской, в столь короткие сроки (до 2024 г., при этом на либерализацию газовых рынков США и ЕС ушло порядка 20 лет) должна не только иметь положительный экономический эффект для участников общего рынка газа и стимулировать рыночный спрос, но также усилить интеграционные процессы партнеров по ЕАЭС и минимизировать конфликтные ситуации по поводу газа.

Выбор модели развития общего рынка газа ЕАЭС должен зависеть от характера оптимизационной задачи, которая будет ставиться государствами в долгосрочной перспективе.

На фоне достаточно амбициозных прогнозов по добыче, обусловленных наличием благоприятных условий ввода и разработки новых месторождений в России и Казахстане, вялотекущий рост спроса внутренних рынков стран-членов в среднем на 0,8% в год будет существенно ограничивать целевой уровень добычи стран. 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.

Для построения модели рынка газа были рассчитаны соответствующие сценарии ценообразования на внутреннем рынке газа России, позволяющие оценить интересы и выгоды участников внутреннего рынка и транспонировать изменения цен на других партнеров по ЕАЭС, являющихся импортерами российского газа. По нашему мнению, переход на рублевые расчеты в российских экспортных контрактах окажет положительный эффект для партнеров по ЕАЭС при условии обеспечения прозрачного формирования транспортных тарифов.

Реализация инерционного сценария (сохранение статус-кво) будет порождать следующие негативные последствия.

- На внутреннем рынке России НПГ продолжат вытеснять Газпром за счет возможности предоставления скидки к регулируемой цене. На независимых производителей газа будут постепенно ложиться обязательства по газификации регионов.

- Продолжение действующей системы установки транспортных тарифов будет усиливать региональные диспаритеты оптовых цен на газ, что приведет к монополизации независимыми производителями отдельных регионов Урала и Поволжья.

- Отсутствие допуска НПГ к трубопроводному экспорту будет ограничивать реализацию возможностей по добыче, расширение сбыта независимых производителей будет происходить за счет ценовой конкуренции в премиальных регионах и запуска проекта Ямал СПГ.

- Отсутствие экономически обоснованного механизма ценообразования и системного представления о функционировании общего рынка газа будет сопровождаться поиском взаимовыгодных условий для стран – участниц ЕАЭС, продолжатся активные споры по поводу справедливого уровня цен, в результате чего появится риск откладывания реализации смежных инфраструктурных проектов, манипулирования ценами и тарифами в других отраслях для усиления переговорной позиции по поводу цен на газ.

Реализация переходного сценария приведет к следующим последствиям:

- Равнодоходная цена на основе экспортного нетбэжа будет устанавливаться в качестве верхней границы при ликвидации нижней ценовой границы, что обеспечит справедливую конкуренцию на внутреннем рынке, монопольное положение Газпрома будет усиливаться.



- Доступ ННГ к трубопроводному экспорту в Китай будет частично компенсировать выпадающие доходы независимых производителей на внутреннем рынке только после 2020 г.

- Подход по установлению потолка цен на уровне экспортного нетбэка к цене Газпрома в Европе не позволит избежать искусственного завышения цен по причине несопоставимости рынков. Экономически обоснованный уровень цен для европейских потребителей может отличаться от справедливого уровня цен на внутреннем рынке, особенно после произошедшей девальвации национальных валют стран ЕАЭС.

- Нетбэк на основе индикатива европейских спотовых котировок, формирующихся как функция спроса-предложения и при этом сохраняющая компонент нефтяной индексации, будет посылать неправильные ценовые сигналы для внутренних рынков газа ЕАЭС.

Сохраняется целесообразность реализации инновационного сценария, подразумевающего использование биржевой цены на газ в качестве индикатива регулируемой цены в долгосрочных контрактах с 2018- 2019 гг. Предполагается достижение следующих экономических эффектов до 2025 г.:

- Запустится механизм оперативного реагирования цен на сигналы внутреннего рынка: при снижении потребления газа цены будут сокращаться, тем самым стимулируя потребительский спрос, и наоборот, общий рынок ЕАЭС станет более сбалансированным.

- Переизбыток производственных мощностей приведет к снижению цен на газ в первое время, тем самым стимулируя спрос на газ в рамках ЕАЭС, в дальнейшем рынок выровняется.

## *Нормативно-правовые акты и законодательные документы*

1. Договор о Евразийском экономическом союзе (Подписан в г. Астане 29.05.2014) (ред. от 08.05.2015). М.: Консультант Плюс. 2012. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=186332&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.9527018267312615#0>

2. Постановление ГД ФС РФ от 15.11.2013 № 3192-6 ГД «О проекте Федерального закона № 378656-6 «О внесении изменений в статью 3 Федерального закона “Об экспорте газа” и статьи 13 и 24 Федерального закона “Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности”». – М.: «Консультант Плюс», 2016. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=EXP;n=571008#0>. Загл. с экрана.

3. Постановление Правительства РФ от 16 апреля 2012 г. № 323 «О реализации природного газа на товарных биржах и внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на газ и доступа к газотранспортной системе открытого акционерного общества “Газпром”». – М.: ООО «НПП “ГАРАНТ-СЕРВИС”», 2012. URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70064732/>. Загл. с экрана

4. Постановление Правительства РФ от 30 августа 2013 г. № 754 «Об утверждении ставок вывозных таможенных пошлин на товары, вывозимые из Российской Федерации за пределы государств-участников соглашений о Таможенном союзе, и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями). М.: Гарант. 2013. URL: <http://base.garant.ru/70443626/>

5. Приказ ФСТ России от 09.07.2014 № 1142-э (ред. от 24.03.2015) «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа» (Зарегистрировано в Минюсте России 21.07.2014 № 33164). – М.: Консультант Плюс, 2014. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_166007/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_166007/)

6. Решение № 7 «О Концепции формирования общего рынка газа Евразийского Экономического Союза» от 31.05.2016. – Астана: Высший Евразийский Экономический Совет, 2016. URL: [https://docs.eaunion.org/docs/ru-ru/01410326/scd\\_01062016\\_7](https://docs.eaunion.org/docs/ru-ru/01410326/scd_01062016_7)

7. Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь (Заключено в г. Москве 25.11.2011). – М.: Консультант Плюс, 2016. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=INT&n=53600&rnd=242442.2298729980#0>

8. СПРАВКА по вопросу формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза / Министерство экономического развития Российской Федерации // сайт Министерства экономического развития Российской Федерации. – М.: Министерство экономического развития Российской Федерации, 2014. URL: <http://economy.gov.ru/wps/wcm/connect/509eb737-0b9a-4907-bbfd-62a806b21a24/%D0%A1%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BA%D0%B0-%D0%BF%D0%BE+%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D1%83.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=509eb737-0b9a-4907-bbfd-62a806b21a24>

9. Федеральный закон «Об экспорте газа» от 18.07.2006 № 117-ФЗ (действующая редакция, 2016). – М.: «Консультант Плюс», 2016. – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_61577/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_61577/)

### *Книги и статьи на русском языке*

10. Андропова И.В. Евразийский экономический союз: потенциал и ограничения для регионального и глобального лидерства // Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика. 2016. - № 2. С. 7-23.

11. Барсуков Ю. «Газпрому» назвали цену Киргизии / Ю. Барсуков // Интернет-сайт «Коммерсантъ». – 2014. – 1 сентября. – М.: Коммерсантъ, 2014. – URL: <http://kommersant.ru/doc/2557110>
12. Барсуков Ю. ФАС готова освободить газ / Ю. Барсуков // Газета «Коммерсантъ». – 2016. – № 122. – С. 1. – М.: Газета «Коммерсантъ», 2016. – URL: <http://www.kommersant.ru/doc/3035576>
13. Белова М. О перспективах развития газового рынка Индии и месте российского голубого топлива / М. Белова // сайт информационного агентства «РБК». – М.: «РБК». – URL: <http://tek360.daily.rbc.ru/articles/15/>
14. Белова М.А. «Ход газом» (совм. с В. Протасовым) // Нефть России. – 2012. – № 1. – С. 104-107.
15. Белова М.А. «Европейский газовый рынок: мечты не всегда сбываются» (совм. с Т. Митровой и Дж. Стерном). – Алерт Энергетического центра СКОЛКОВО, июль 2012.
16. Белова М.А. «Российский газ на мировых рынках 2030» (в соавт. с В. Ревенковым, О. Посудиной) // Нефтегазовая вертикаль. Спец. выпуск. – 2008. – № 0. – С. 26-28.
17. Белова М.А. «Сбудутся ли газовые надежды» (совм. с Т. Митровой, Дж. Стерном) // ТЭК Стратегии развития. – август-сентябрь 2012. – № 6(19). – С. 66-72.
18. Белова М.А. «Свободу газу: как нужно разделить «Газпром»» (совм. с Г. Выгоном) // сайт РБК, рубрика «Мнение». – 14 октября 2015. – URL: <http://www.rbc.ru/opinions/business/14/10/2015/561e360b9a79473ba0cadbca>
19. Белова М.А. Подходы к ценообразованию на российском рынке газа: в поисках баланса интересов (совм. с Г. Выгоном, А. Рубцовым, С. Ежовым, Е. Савчик) // Алерт Энергетического центра СКОЛКОВО. – декабрь 2013.
20. Белова М.А. Проблемы ценообразования на газ в России (совм. с Е. Савчик) // Независимая газета. НГ-Энергия. – 14.01.2014. – URL: [http://www.ng.ru/energy/2014-01-14/9\\_prices.html](http://www.ng.ru/energy/2014-01-14/9_prices.html)
21. Белова М.А. Что угрожает газовому экспорту? (совм. с Я. Мишуллиным, Б. Порфирьевым, В. Протасовым, В. Фейгиным) // Нефть России. – 2011. – № 7.
22. Выгон Г.В. Какими должны быть цены на газ в России / Г.В. Выгон // сайт новостного портала РБК. – 2015. – URL:

<http://www.rbc.ru/opinions/economics/13/01/2015/54b3cc309a794772859eee6a>

23. Газ вписали в уравнение // Газета «Коммерсантъ»; сайт Газеты «Коммерсантъ». - 2016. - № 122. - С. 1. - М.: Коммерсантъ, 2016. - URL: <http://www.kommersant.ru/doc/3072268>

24. Газ Казахстана: ресурсы, добыча, утилизация // журнал «Нефтегазовая Вертикаль»; сайт журнала «Нефтегазовая Вертикаль». 2011. - М.: Нефтегазовая Вертикаль, 2011. - URL: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/9c4/9c43cdb37469beaad4bb7d49f40ca44e.pdf>

25. «Газпром» продолжает настаивать на сохранении добычи и поставки газа в рамках единой компании // новостной портал «Вести»; сайт новостного портала «Вести» - М.: Вести, 2016. - URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/78542>, Загл. с экрана.

26. «Газпром» снизил инвестиции в газификацию регионов // новостной портал «Вести»; сайт новостного портала «Вести». - 2016. 18 октября. - М.: Вести, 2016. - URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/76423>

27. «Газпром» активно и последовательно развивает свою ресурсную базу, добычные мощности и ГТС // ПАО «Газпром»; сайт ПАО «Газпром». - М.: ПАО «Газпром», 2013. - URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2013/may/article162649/>

28. Геллер Е., Мельникова С.И. Новая газовая революция? // Россия в глобальной политике. - 2015. № 3 (май-июнь). - URL: <https://www.eriras.ru/files/gidraty-rgp.pdf>

29. Гусаков Н.П., Андропова И.В. Перспективы развития евразийского экономического союза в контексте внешнеэкономической безопасности российской федерации // Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика. - 2015. - № 1. - С. 47-56.

30. Гусаков Н.П., Андропова И.В. Проблемы развития интеграционных процессов в рамках единого экономического пространства и новые угрозы экономической безопасности России // Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика. - 2014. - № 25. - С. 23-30.

31. Дворкович А. Белорусский долг за российский газ достиг 550 млн долл США // Neftegaz.RU; сайт «Neftegaz.RU». - 2017. - 30 января. - Neftegaz.RU, 2017. - URL: <http://neftegaz.ru/news/view/>

157707-A.-Dvorkovich-Belorussskiy-dolg-za-rossiyskiy-gaz-dostig-550-mln-doll-SShA

32. ЕАЭС думает о подключении к биржевой торговле газом Казахстана, Беларуси // сайт новостного портала Interfax, 2016. URL: <http://www.interfax.by/news/belarus/1216319>

33. Еврoкомиссия против Газпрома // «Нефтегазовая Вертикаль»: страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. – 2012. – М.: Нефтегазовая Вертикаль. – № 19. С. 44-56. – URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/510\\_Evrokomissiya\\_protiv\\_Gazproma.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/510_Evrokomissiya_protiv_Gazproma.pdf)

34. *Еремш С.В.* Мировые газовые рынки в условиях глобализации: проблемы и перспективы адаптации механизмов ценообразования / под ред. чл.-корр. РАН Е.А. Телегиной. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. – 130 с.

35. *Иванова Н.М., Лавров С.П.* Экономический анализ инвестиционной политики российских транснациональных корпораций нефтегазового сектора в посткризисный период 2010-2014 гг. на примере крупнейшей нефтегазовой транснациональной корпорации отрасли ПАО «Лукойл» // Экономика и предпринимательство. – 2016. № 2-2. – С. 493-499.

36. *Карпова И.С., Лавров С.Н., Симонов А.Г.* Международные газовые проекты России: европейский альянс и стратегические альтернативы: монография / научный редактор С.Н. Лавров. · М.: ООО «ТЕИС», 2014.

37. *Конопляник А.А.* Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования? // Нефтегазовая Вертикаль: страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. – 2013. – № 15-16. С. 16-24. URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/520\\_Gazovyj\\_rynok\\_Evropy\\_odnoobrazie\\_ili\\_mnogoobrazie\\_cenoobrazovaniya.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/520_Gazovyj_rynok_Evropy_odnoobrazie_ili_mnogoobrazie_cenoobrazovaniya.pdf)

38. *Конопляник А.А.* Есть ли шансы у американского СПГ? Падение нефтяных цен привело к изменению баланса конкурентоспособности двух моделей ценообразования на сжиженный газ в странах АТР // Нефть России: страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. 2016. – № 5-6. – С. 11-19. – URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/NR-5-2016-Konopl-final.pdf>

39. *Конопляник А.А.* Перспективы развития газового рынка: экспертное мнение // Нефть, газ, энергополитика: страница д.э.н.,

проф. А.А. Коноплиника. – 2012. – № 8-9. – С. 66-71. URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/517\\_Perspektivy\\_razvitiya\\_gazovogo\\_rynka\\_ekspertnoe\\_mnenie.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/517_Perspektivy_razvitiya_gazovogo_rynka_ekspertnoe_mnenie.pdf)

40. *Коноплиник А.А.* Россия: сложная адаптация к новым реалиям европейского газового рынка // Нефть, газ и право: страница д.э.н., проф. А.А. Коноплиника. – 2015. – № 6. С. 21-35. URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/Konoplyanik%20NGP%206-2015-final.pdf>

41. *Коноплиник А.А.* Рынок газа в условиях неопределенности // сайт «PRO-GAS»: страница д.э.н., проф. А.А. Коноплиника. 2014. – URL: [http://pro-gas.ru/news\\_interview/22.htm](http://pro-gas.ru/news_interview/22.htm)

42. *Коноплиник А.А.* Рынок газа: вопросы ценообразования // Нефть, газ, энергополитика: страница д.э.н., проф. А.А. Коноплиника. – 2012. – № 4. – С. 50-56. – URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/493\\_Rynok\\_gaza\\_voprosy\\_cenooobrazovaniya.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/493_Rynok_gaza_voprosy_cenooobrazovaniya.pdf)

43. *Коноплиник А.А.* «Эффекты домино» американской сланцевой революции // Вестник аналитики: страница д.э.н., проф. А.А. Коноплиника. – 2014. – С. 87-94. – URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/vestnik\\_2014-155.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/vestnik_2014-155.pdf)

44. *Коноплиник А.А.* The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective / А.А. Коноплиник: страница д.э.н., проф. А.А. Коноплиника. 2016. М.: Коноплиник, 2016. – URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/160502-Handbook%20of%20Shale%20Gas%20Law%20and%20Policy\\_Proof2\\_Konoplyanik.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/160502-Handbook%20of%20Shale%20Gas%20Law%20and%20Policy_Proof2_Konoplyanik.pdf)

45. *Крюков В.А.* Институциональная структура нефтегазового сектора: Проблемы и направления трансформации. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1998. – 280 с.

46. *Кулагин В.А., Мельникова С.И., Галкина А.А., Осипова Е.Д., Козина Е.О.* Перспективы российского газа на европейском рынке в контексте изменения рыночных условий, регуляторной среды и энергетической политики ЕС // Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика. – 2016. – № 1. – Т. 1. URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=25766795>

47. Минэнерго предложило частично отпустить цены на газ «Газпрома», РКБ. URL: <http://www.rbc.ru/business/07/02/2017/589912539a7947187ff06335>

48. *Миронова И.В.* Ценообразование на региональном рынке природного газа в АТР: проблемы и перспективы // Вестник СПбГУ. Серия 5. Экономика. 2015. - № 4. - URL: <http://vestnik.spbu.ru/html15/s05/s05v4/03.pdf>

49. *Митрова Т.А., Кулагин В.А., Мельникова С.И., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В.* Спрос и межтопливная конкуренция на европейском нефтегазовом рынке // Энергетическая политика. – 2015. – № 1. – С. 38-48. URL: [https://www.eriras.ru/files/spros\\_i\\_mezhtoplivnaya\\_konkurenciya\\_na\\_evropeyskom\\_neftegazovom\\_rynke.pdf](https://www.eriras.ru/files/spros_i_mezhtoplivnaya_konkurenciya_na_evropeyskom_neftegazovom_rynke.pdf)

50. Может ли Россия остаться на задворках газового рынка. – SLON 27.03.2013. URL: [http://slon.ru/economics/ne\\_ostatsya\\_na\\_zadvorkakh-924401.xhtml](http://slon.ru/economics/ne_ostatsya_na_zadvorkakh-924401.xhtml)

51. Ответственность независимых производителей газа и их контрагентов за соблюдение обязательств по использованию ГТС необходимо повышать // ПАО «Газпром»: сайт ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2015. URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2013/february/article156007/>. Загл. с экрана.

52. *Подобедова Л.* «Газпром» поделят на три // Сайт новостного портала РБК. 2015. – URL: <http://www.rbc.ru/society/01/09/2015/56bca4a29a7947299f72bc1f>

53. Проблемы развития газовой промышленности Российской Федерации и стратегия государственного регулирования отрасли / под ред. А.Е. Шашитко. - М.: Бюро экономического анализа, 2001. – 174 с.

54. Секретариат Энергетической Хартии «Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ» // Секретариат Энергетической Хартии: сайт [energycharter.org](http://energycharter.org). Брюссель: Секретариат Энергетической Хартии, 2007. – URL: [http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil\\_and\\_Gas\\_Pricing\\_2007\\_ru.pdf](http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil_and_Gas_Pricing_2007_ru.pdf)

55. Современные газовые войны. Экономическая подоплека нарастания разногласий в поставках голубого топлива // Независимая газета. III-Энергия: страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. – 2014. – 9 сентября. – М.: Конопляник, 2014. – С. 9, 12-13. – URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140909-Konoplyanik-NG-Energy-p-9-12-13.pdf>



56. Трудности на пути восточного газового вектора // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2016. – URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/8435.pdf>

57. Углеродное ценообразование: обзор возможностей // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2016. – URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/10034.pdf>

58. Цена на газ для Армении может снизиться на 12% / ФГУП РАМИ «РИА Новости» // Интернет-сайт «РИА Новости». 2016. 29 марта. М.: ФГУП РАМИ «РИА Новости», 2016. – URL: <https://ria.ru/economy/20160329/1399201506.html>

59. Эволюция рынков нефти и газа: закономерности движения от рынков физической к рынкам бумажной энергии // Сельские Мелентьевские чтения: сборник научных трудов / под ред. А.А. Макарова; страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. - 2013. М.: ИНДИ РАН, 2013. – URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/521\\_Evolyuciya\\_rynkov\\_nefti\\_i\\_gaza\\_zakonomenosti\\_dvizheniya\\_ot\\_rynkov\\_fizicheskoy\\_k\\_rynkam\\_bumazhnoj\\_energii.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/521_Evolyuciya_rynkov_nefti_i_gaza_zakonomenosti_dvizheniya_ot_rynkov_fizicheskoy_k_rynkam_bumazhnoj_energii.pdf)

60. Эксперт: Новый газовый конфликт между Россией и Белоруссией неизбежен, май 2016 / новостной портал «EurAsia Daily» // сайт новостного портала «EurAsia Daily». 2016. 4 мая. - EurAsia Daily, 2016. – URL: <https://eadaily.com/ru/news/2016/05/04/ekspertnovyyu-gazovyyu-konflikt-mezhdu-rossiye-i-belorussiy-neizbezhe№>

61. Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы / Институт Мировой Экономики и Международных Отношений РАН // Страница д.э.н., проф. А.А.Конопляника. - 2016. - М.: Конопляник, 2016. – URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/Конопляник-глава%20в%20книге%20Энергетика%20Евразии.pdf>

### *Книги и статьи на английском языке*

62. Bringing Gas to the Market: Gas Transit and Transmission Tariffs in Energy Charter Treaty Countries – Regulatory Aspects and Tariff Methodologies / International Energy Charter // International Energy Charter. - 2012. – Brussels: International Energy Charter, 2012. – URL: [http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Gas\\_Tariffs\\_2012\\_ru.pdf](http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Gas_Tariffs_2012_ru.pdf)

63. *Bros T.* Has Ukraine scored an own-goal with its transit fee proposal? / T. Bros // the Oxford Institute for Energy Studies. Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2017. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/11/Has-Ukraine-scored-an-own-goal-with-its-transit-fee-proposal.pdf>

64. *Buchan D., Keay M.* EU energy policy – 4th time lucky? / D. Buchan, M. Keay // the Oxford Institute for Energy Studies. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2016. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/12/EU-energy-policy-4th-time-lucky.pdf>

65. *Duncan Claudia A.* Lessons from the United States and Texas: market liberalization of the natural gas and electricity markets in Europe: монография. Texas, 2015. URL: <http://tjogel.org/journalarchive/Issue10/MarketLiberalization Duncan.pdf>

66. *Economou A., Fattouh B., Agnolucci P., Vincenzo De Lipsis.* Oil Price Paths in 2017: Is a Sustained Recovery of the Oil Price Looming? / A. Economou, B. Fattouh, P. Agnolucci, Vincenzo De Lipsis // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2017. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2017. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/01/Oil-Price-Paths-in-2017-Is-a-Sustained-Recovery-of-the-Oil-Price-Looming-OIES-Energy-Insight.pdf>

67. Eurasian Manoeuvres of Russia: Interview with Andrey Konoplyanik (part 1) / Natural Gas Europe // Страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. - 2014. - 13 November. - М: Конопляник, 2014. - URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/Gas%20talks%20with%20Professor%20Andrey%20Konoplyanik.pdf>

68. *Estrada J., Moe A., Martinsen K.* The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives. - London.: F.Nansen Institute, 1995. - 375 p.

69. *Finon D., Locatelli C.* The liberalization of the European gas market and its consequences for Russia. - Grenoble: Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, 2002. - 14 p.

70. Global Natural Gas Markets Overview // Leidos, Inc., 2014. - URL: [https://www.eia.gov/workingpapers/pdf/global\\_gas.pdf](https://www.eia.gov/workingpapers/pdf/global_gas.pdf)

71. *Heather P.* The evolution of European traded gas hubs / P. Heather // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2015. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2015. URL: декабрь 2015.

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/NG-104.pdf>

72. *Henderson J.* Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe? / J. Henderson // the Oxford Institute for Energy Studies. – 2016. – Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2016. – URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Gazprom-Is-2016-the-Year-for-a-Change-of-Pricing-Strategy-in-Europe.pdf>

73. *Henderson J., Mitrova T.* The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Strategy / J. Henderson, T. Mitrova // the Oxford Institute for Energy Studies. – 2015. – Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2015. – URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/09/NG-102.pdf>

74. How is Russia's Gas Export Strategy Evolving and Why Will it Work for Russia? / журнал OGEL // Страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. 2016. М: Конопляник, 2016. – URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/160526-ogel\(2016\)-article015-Konoplyanik.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/160526-ogel(2016)-article015-Konoplyanik.pdf)

75. In-Depth Review of Energy Efficiency Policy of Belarus / International Energy Charter // International Energy Charter. – 2013. Brussels: International Energy Charter, 2013. – URL: [http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/IDEER/IDEER-Belarus\\_2013\\_ru.pdf](http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/IDEER/IDEER-Belarus_2013_ru.pdf)

76. *Juris A.* The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry. – Washington D.C.: The World Bank Group. 1996. – 29 p.

77. Kazakhstan Review: Energy Saving and Improving Energy Efficiency / International Energy Charter // International Energy Charter. – 2014. – Brussels: International Energy Charter, 2014. URL: [http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/EE-Kazakhstan\\_2014\\_ru.pdf](http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/EE-Kazakhstan_2014_ru.pdf)

78. *Keay M., Buchan D.* Europe's Energy Union – a problem of governance / M. Keay, D. Buchan // the Oxford Institute for Energy Studies. 2015. – Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2015. – URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Europes-Energy-Union-a-problem-of-governance.pdf>

79. *Komlev S.* Gas pricing in the evolving European market / S. Komlev // Институт Энергетики и Финансов. – 2012. 19 Octo-

ber. - М.: Институт Энергетики и Финансов, 2012. - URL: [http://www.fief.ru/img/files/S.Komlev\\_Gazprom\\_Export.pdf](http://www.fief.ru/img/files/S.Komlev_Gazprom_Export.pdf)

80. *Kovacevic A.* Towards a Balkan Gas Hub: the interplay between pipeline gas, LNG and renewable energy in South East Europe / *A. Kovacevic // the Oxford Institute for Energy Studies.* - 2017. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2017. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/02/Towards-a-Balkan-gas-hub-NG-115.pdf>

81. Lithuania to pay more for Norwegian LNG than Russian gas / *Andrius Sytas // Reuters.* - 2014. - 13 november. - London: Reuters, 2014. - URL: <http://www.reuters.com/article/2014/11/13/lithuania-lng-idUS1.6N0T268X20141113>

82. LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration / the Oxford Institute for Energy Studies // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2016. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2016. URL: <https://csis-prod.s3.amazonaws.com/s3fs-public/event/Presentation.pdf>

83. *MacAvoy P.W.* The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation. New Haven, Conn.: Yale University Press, 2000. - 140 p.

84. *Masten S., Crocker K.* Efficient Adaptation in Long-term Contracts: Take-or-Pay Provisions for Natural Gas // *American Economic Review.* - 1985. - № 75. - P. 2-130.

85. *Mitrova T., Boersma T., Galkina A.* Some future scenarios of Russian natural gas in Europe // *Energy Strategy Reviews.* - June 2016. - Vol. 11-12. - P. 19-28. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X16300141>

86. Oxford Energy Forum – Russian energy issues in a volatile environment Issue 107 / The Oxford Institute for Energy Studies // the Oxford Institute for Energy Studies. -2017. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2017. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/01/OEF-107.pdf>

87. *Petrovich B.* Do we have aligned and reliable gas exchange prices in Europe? / *B. Petrovich // the Oxford Institute for Energy Studies.* 2016. Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2016. - URL: апрель 2016. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/04/Do-we-have-aligned-and-reliable-gas-exchange-prices-in-Europe.pdf>

88. *Petrovich B.* The cost of price de-linkages between European gas hubs / B. Petrovich // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2015. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2015. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/09/NG-101.pdf>

89. *Pirani S.* Azerbaijan's gas supply squeeze and the consequences for the Southern Corridor / S. Pirani // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2016. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2016. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/07/Azerbaijans-gas-supply-squeeze-and-the-consequences-for-the-Southern-Corridor-NG-110.pdf>

90. *Pirani S., Yafimava K.* Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019 - pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints / S. Pirani, K. Yafimava // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2016. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2016. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Russian-Gas-Transit-Across-Ukraine-Post-2019-NG-105.pdf>

91. Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas / International Energy Charter // International Energy Charter. 2007. - Brussels: International Energy Charter, 2007. URL: [http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil\\_and\\_Gas\\_Pricing\\_2007\\_ru.pdf](http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil_and_Gas_Pricing_2007_ru.pdf)

92. Review of the Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector of Kazakhstan / International Energy Charter // International Energy Charter. -2013. - Brussels: International Energy Charter, 2013. - URL: [http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/ICMS/ICMS-Kazakhstan\\_2013\\_ru.pdf](http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/ICMS/ICMS-Kazakhstan_2013_ru.pdf)

93. *Rogers H.* The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets / H. Rogers // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2015. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2015. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/07/THE-IMPACT-OF-LOWER-GAS-AND-OIL-PRICES-ON-GLOBAL-GAS-AND-LNG-MARKETS.pdf>

94. *Songhurst B.* Floating Liquefaction (FLNG): Potential for Wider Deployment / B. Songhurst // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2016. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies,

2016. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/11/Floating-Liquefaction-FLNG-NG-107.pdf>

95. Stern J. The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets - the need for a new approach / J. Stern // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2017. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2017. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/01/The-Future-of-Gas-in-Decarbonising-European-Energy-Markets-the-need-for-a-new-approach-NG-116.pdf>

96. Stern J. The new Japanese LNG strategy: a major step towards hub-based gas pricing in Asia / J. Stern // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2016. - Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2016. - URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/new-japanese-lng-strategy-major-step-towards-hub-based-gas-pricing-asia/>

97. The Role of 'European formulas' in the Russia-Ukraine Gas Debate (Part Three: How modernization of Ukrainian GTS changes the economics of bringing Russian gas to the EU) / журнал «European Energy Review» // Страница д.э.н., проф. А.А.Конопляника. - 2014. - 25 September. - М.: Конопляник, 2014. - URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140925-The%20Role%20of%20European%20formulas%20in%20the%20Russia-Ukraine%20Gas%20Debate-part3.pdf>

98. The Role of 'European formulas' in the Russia-Ukraine Gas Debate / журнал «European Energy Review» // Страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. - 2014. - 19 June. - М.: Конопляник, 2014. - URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140619-The-Role-of-European-formulas-in-the-Russia-Ukraine-Gas%20Debate.pdf>

99. The Role of 'European formulas' in the Russia-Ukraine Gas Debate / журнал «European Energy Review» // Страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. - 2014. - 4 August. - М.: Конопляник, 2014. - URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140804-Konoplyanik-The\\_Role\\_of\\_European\\_formulas-part%202.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140804-Konoplyanik-The_Role_of_European_formulas-part%202.pdf)

100. Total, Shell exit coal mining / Cecilia Jamasmie // MINING news. - 2015. - 2 June. - Vancouver: MINING, 2015. - URL: <http://www.mining.com/total-shell-exit-coal-mining>

101. What is the Future of Russian Gas Strategy for Europe after the Crimea? - «Oil, Gas, Energy Law Intelligence» / журнал «OGEL» // Страница д.э.н., проф. А.А. Конопляника. - 2014. - М.: Конопляник, 2014. - URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications:ogel\(2014\)-article022-final-corr.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications:ogel(2014)-article022-final-corr.pdf)

102. *Yafimava K.* The OPAL Exemption Decision: past, present, and future / K. Yafimava // the Oxford Institute for Energy Studies. - 2017. – Oxford: the Oxford Institute for Energy Studies, 2017. – URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpems/wp-content/uploads/2017/01/The-OPAL-Exemption-Decision-past-present-and-future-NG-117.pdf>

*Программные документы, доклады и отчеты на русском языке*

103. Биржевой рынок природного газа СПбМТСБ. Итоги и планы развития / Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа. П.: СПбМТСБ, 2016. – URL: <http://spimex.com/upload/iblock/60d/60d36cb73f8a8c1b2473981b4ebc740b.pdf>

104. Годовой отчет 2015. / АО Национальная компания «КазМунайГаз» // сайт АО Национальная компания «КазМунайГаз». – Астана: АО Национальная компания «КазМунайГаз», 2015. – URL: [http://www.kmg.kz/upload/corporate\\_management/equity/2015/kmg\\_annual\\_report\\_2015\\_ru.pdf](http://www.kmg.kz/upload/corporate_management/equity/2015/kmg_annual_report_2015_ru.pdf)

105. Годовой отчет АО «КазТрансГаз» за 2015 год. / АО «КазТрансГаз» // сайт АО «КазТрансГаз». – Астана: АО «КазТрансГаз», 2015. URL: <http://www.kaztransgas.kz/index.php/ru/investoram/otchety/godovye-otchety>

106. Долгосрочное прогнозирование в энергетике // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2013. – URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/508.pdf>

107. Оптовые цены на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации. - М.: Федеральная Антимонопольная Служба, 2015. – URL: <http://fas.gov.ru/documents/documentdetails.html?id=13809>

108. Позиции природного газа в энергобалансе // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2015. – URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/6397.pdf>

109. Поставки газа / Министерство энергетики. - М.: Министерство энергетики, 2015. - URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1217>. Загл. с экрана.

110. Принципы экономического анализа практик ценообразования на предмет их соответствия Закону о защите конкуренции / Федеральная Антимонопольная Служба России. - М.: ФАС Рос-

сии. 2014. - URL: [http://fas.gov.ru/netcat\\_files/File/Printsiipy%20ekonomicheskogo%20analiza%20praktik%20tsenoobrazovaniya%20na%20predmet%20ih%20sootvetstviya%20Zakonu%20o%20zaschite%20konkurentsii.pdf](http://fas.gov.ru/netcat_files/File/Printsiipy%20ekonomicheskogo%20analiza%20praktik%20tsenoobrazovaniya%20na%20predmet%20ih%20sootvetstviya%20Zakonu%20o%20zaschite%20konkurentsii.pdf)

111. Прогнозы социально-экономического развития Российской Федерации / Министерство Экономического Развития. – М.: Министерство Экономического Развития. 2016. - URL: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/>

112. Проект Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года от 25 октября 2015 г. // сайт Министерство энергетики Российской Федерации. – М.: Минэнерго РФ, 2015. - URL: [http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05\\_Korrektirovka\\_generalnyh\\_shem\\_razvitiya\\_neftyanoy\\_i\\_gazovoy\\_otrasley\\_na\\_period\\_do\\_2035\\_goda.pdf](http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_do_2035_goda.pdf)

113. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г. / Министерство энергетики. – М.: Министерство энергетики, 2016. - URL: <http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/documents/11/10/1913/document-2406.doc>

114. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г. / Министерство энергетики. – М.: Министерство энергетики, 2016. - URL: <http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/documents/11/10/1913/document-2406.doc>

115. Развитие конкуренции на газовых рынках // Аналитический Центр при Правительстве РФ, 2016. - URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/9458.pdf>

116. Регулирование естественных монополий в газотранспортном секторе // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2015. - URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/5146.pdf>

117. Ценообразование на рынках газа // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2015. - URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/4857.pdf>

### ***Статистические базы данных***

118. Справочник «Газпром в цифрах 2011–2015» / ПАО «Газпром» // сайт ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2015. -



URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/26/228235/gazprom-in-figures-2011-2015-ru.xls>, Загл. с экрана.

119. Country Analysis Brief: Russia // U.S. Energy Information Administration. – октябрь 2016. – URL: [https://www.eia.gov/beta/international/analysis\\_includes/countries\\_long/Russia/russia.pdf](https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Russia/russia.pdf)

120. International Energy Outlook // U.S. Energy Information Administration, 2016. – URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aco/data/browser/#/?id=1-IEO2016&&sourcekey=0>

121. Statistical Review of World Energy / BP p.l.c // site of «BP.com». – London: BP.com, 2016. – URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-workbook.xlsx>, Загл. с экрана.

122. Statistics Database / Cedigaz “Natural gas in the world”. – France: Cedigaz “Natural gas in the world”, 2014. – URL: <http://www.cedigaz.org/products/annual-surveys-2014.aspx>, Загл. с экрана.

123. Statistics Publication “Natural gas information” / International Energy Agency // site of «iea.org». – URL: [http://www.iea.org/bookshop/726-Natural\\_Gas\\_Information\\_2016](http://www.iea.org/bookshop/726-Natural_Gas_Information_2016), Загл. с экрана.

124. Wholesale gas price survey / International Gas Union // site of «IGU». – Barcelona: International Gas Union, 2016. – URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item-field\\_file/IGU\\_Whole\\_SaleGasPrice\\_Survey0509\\_2016.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_Whole_SaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf)

125. World Economic Outlook 2015 // International Monetary Fund. – Washington: International Monetary Fund, 2015. – URL: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015/01/pdf/text.pdf>

126. World energy balances 2006-2016 / International Energy Agency // site of IEA. – Paris: International Energy Agency, 2016. – URL: <http://data.iea.org/payment/products/103-world-energy-statistics-and-balances-2016-edition.aspx>

127. World Energy Outlook 2014 / International Energy Agency // site of IEA. – Paris: International Energy Agency, 2014. – URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2014/>

Расчет поступлений государственного бюджета РФ от уплаты таможенных пошлин от реализации газа в Дальнем Зарубежье

Дальнее зарубежье	Ед. изм.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Объем продаж, всего	млрд м <sup>3</sup>	148	157	151	174	159	184	228
транзит	млрд м <sup>3</sup>	36	33	33	31	27	20	18
трейдинг	млрд м <sup>3</sup>	4	3	4	4	4	7	25
Экспорт	млрд м <sup>3</sup>	109	120	114	140	129	157	185
Голубой поток	млрд м <sup>3</sup>	9	14	15	14	14	16	13
Объем поставок, облагаемых ТН	млрд м <sup>3</sup>	100	106	99	126	115	142	173
Цена поставок в ДЗ (без ТН)	долл./тыс.м <sup>3</sup>	244	313	313	303	285	192	140
Выручка от реализации (без ТН)	млн долл.	36183	48965	47280	52751	45392	35315	32022
Сумма ТН	млн долл.	8514	11013	10870	13570	10302	9974	8159
Сумма ТЦ	млн руб.	258657	323666	337843	432888	397671	611584	528690
Акцизы	млн руб.						79881	41624
Стоимость транзита в Европе	долл./тыс.м <sup>3</sup>	72	72	72	72	72	72	72
Затраты на транзит в Европе	млн долл.	7764	8567	8134	9988	9243	11245	13253
Выручка от поставок без ТН и транзита	млн руб.	863343	1187298	1216642	1364150	1395333	1475957	1216230
Цена поставок в ДЗ с учетом ТН	долл./тыс.м <sup>3</sup>	302	383	385	381	349	246	176

**Расчет поступлений государственного бюджета РФ от уплаты таможенных пошлин от реализации газа  
в ближнем зарубежье**

<b>Ближнее зарубежье</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Объем продаж, всего	млрд м <sup>3</sup>	70	82	66	59	48	41	33
в т.ч. ЕАЭС	млрд м <sup>3</sup>	26	28	25	26	27	25	25
Беларусь	млрд м <sup>3</sup>	22	23	20	20	20	18	18
Казахстан	млрд м <sup>3</sup>	3	3	4	5	5	5	5
Армения	млрд м <sup>3</sup>	1	2	2	2	2	2	2
Кыргызстан	млрд м <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0
Украина	млрд м <sup>3</sup>	37	45	33	26	15	8	0
в т.ч., облагаемый по полной ставке	млрд м <sup>3</sup>		5					
Объем, облагаемый ТП по полной ставке	млрд м <sup>3</sup>	7	9	8	7	7	8	8
Цена поставок в Беларусь	долл./тыс. м <sup>3</sup>	266	208	168	166	171	152	152
Цена поставок на Украину, включая ТП	долл./тыс. м <sup>3</sup>	261	309	426	414	485	252	212
Цена поставок в Казахстан	долл./тыс. м <sup>3</sup>	180	210	280	271	189	165	165
Цена поставок в Армению	долл./тыс. м <sup>3</sup>	180	210	280	271	190	165	165
Цена поставок в Кыргызстан	долл./тыс. м <sup>3</sup>	180	210	280	271	189	160	160
Цена поставок в прочие страны БСС	долл./тыс. м <sup>3</sup>	302	339	346	342	314	226	152
Ставка ТП на Украину (мин объем)	долл./тыс. м <sup>3</sup>	0	0	28	24	46	0	0

<b>Ближнее зарубежье</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Сумма пошлины при поставках на Украину	млн долл.	0	0	915	620	660	0	0
Ставка ТП на Украину (по полной ставке)	долл./тыс.м <sup>3</sup>	78	93	128	124	146	76	79
Сумма ТП (по полной ставке) поставки на Украину	млн долл.	0	445	0	0	0	0	0
Цена средняя (включая ТП)	долл./тыс.м <sup>3</sup>	302	339	346	342	314	226	152
Ставка ТП для прочих БСС	долл./тыс.м <sup>3</sup>	91	102	104	103	94	68	46
Сумма ТП прочие БСС	млн долл.	661	885	841	759	669	510	341
<b>Сумма ТП всего</b>	млн руб.	20079	39081	54558	44013	51283	31243	22118

Методика расчета цен на газ по экспортному нетбэку по формуле ФАС до 2025 г.

<b>Сценарий 1. Нетбэк от цены Газпрома</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2012</b>	<b>2014</b>	<b>2016</b>	<b>2018</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
Курс RUB/USD	руб./долл.	28	30	31	39	67	55	53	46
Цена на нефть Brent	долл./барр.	54	90	108	53	44	60	66	83
Цдз цена реализации газа в дальнее зарубежье	долл./тыс.м <sup>3</sup>	138	301	385	349	165	205	231	268
Цдз цена реализации газа в дальнее зарубежье	руб./тыс. м <sup>3</sup>	3902	9144	11966	13487	10692	11332	12192	12411
ТП	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Расходы на транспортировку, хранение и реализацию газа в дальнее зарубежье	млн руб.	66155	152640	187234	217855	284952	310306	336077	403024
Объемы реализации газа в дальнее зарубежье	млн м <sup>3</sup>	156100	108593	113769	129279	179000	171450	162899	162000
Рдз	руб./тыс.м <sup>3</sup>	424	1406	1646	1685	1592	1810	2063	2488
Среднее расстояние транспортировки газа, добываемого ОАО «Газпром» по территории РФ за пределы таможенной территории РФ	км	3295	3295	3295	3295	3231	3231	3231	3231
Среднее расстояние транспортировки газа, добываемого ОАО «Газпром» по территории РФ при поставке газа потребителям РФ	км	2916	2916	2916	2916	2916	2916	2916	2916

<b>Сценарий 1. Нетбэк от цены Газпрома</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2012</b>	<b>2014</b>	<b>2016</b>	<b>2018</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
Удельная ставка тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам за пределы таможенной территории РФ	руб./100км	26	46	60	69	82	89	94	109
Удельная ставка тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам в пределах таможенной территории РФ	руб./100 км	20	37	55	62	65	70	74	86
<b>Транспортный тариф за пределами РФ</b>	руб./тыс. м <sup>3</sup>	857	1516	1977	2258	2649	2862	3039	3523
<b>Транспортный тариф в пределах РФ</b>	руб./тыс. м <sup>3</sup>	583	1079	1604	1810	1895	2043	2169	2515
<b>Нетбэк</b>	руб./тыс. м <sup>3</sup>	2034	4559	6357	7307	5138	5304	5601	5191
Нетбэк	долл./тыс. м <sup>3</sup>	72	150	205	189	79	96	106	112

Методика расчета цен на газ по экспортному нетбэку от спотовых цен, биржевых цен и оптовых цен на газ  
в текущих условиях регулирования

Сценарий 2. Нетбэк от спот цены в Европе (ТТФ)	Ед. изм.	2005	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2025
Спотовая цена на газ NBP	долл./тыс. м <sup>3</sup>	307	251	349	293	183	319	325	348
Спотовая цена на газ ТТФ	долл./тыс. м <sup>3</sup>		217	305	264	146	199	205	222
Таможенная пошлина		0	65	92	79	44	60	61	67
Индекс тарифов	долл./тыс. м <sup>3</sup>			1	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Транспортный тариф Нидерланды	долл./тыс. м <sup>3</sup>			4	4	4,271	4	5	5
Транспортный тариф Германия	долл./тыс. м <sup>3</sup>			12	12	13	13	14	15
Транспортный тариф Польша	долл./тыс. м <sup>3</sup>			6	6	7	7	7	8
Транспортный тариф Белоруссия	долл./тыс. м <sup>3</sup>			6	8	8	9	9	10
Итого транспортировка за границей	долл./тыс. м <sup>3</sup>			28	31	32	33	35	38
Цена на границе России	долл./тыс. м <sup>3</sup>			186	154	71	106	109	117
Цена на границе России	руб./тыс. м <sup>3</sup>			5776	5939	4569	5859	5747	5419
Транспортный тариф на внутреннем рынке	руб./тыс. м <sup>3</sup>			1604	1810	1895	2043	2169	2515
<b>Нетбэк</b>	руб./тыс. м <sup>3</sup>			4172	4129	2673	3817	3578	2905

---

<b>Сценарий 3. Биржевая цена СПБМТСБ (индикатор)</b>		
Итоговая цена ФАС (ФСТ)		
<b>Итоговая биржевая цена</b>		
<b>Сценарий 4. Статус Кво</b>		
С/г Оптовые цены на газ	руб./тыс. м <sup>3</sup>	1062
С/г Оптовые цены на газ	долл./тыс. м <sup>3</sup>	37,5



Окончание табл. 4

		3725	4184	4649	5093	6202
		3549	3926	4321	4694	5627
2516	3094	3725	4184	4495	4774	5534
82,8	99,6	96,5	62,6	81,3	90,4	119,6

Научное издание

**Инна Витальевна Андропова  
Екатерина Сергеевна Колбикова**

**ОБЩИЙ РЫНОК ГАЗА ЕАЭС:  
ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ  
И ИНТЕРЕСЫ РОССИИ**

Редактор *Ж.В. Медведева*  
Технический редактор *Н.А. Ясько*  
Компьютерная верстка *М.И. Заикина*  
Дизайн обложки *Ю.И. Ефремова*

Тематический план изданий  
учебной и научной литературы 2018 г., № 59

Подписано в печать 15.06.2018 г. Формат 60×84/16. Печать офсетная.  
Усл. печ. л. 15,5. Тираж 500 экз. Заказ 272

---

Российский университет дружбы народов  
115419, ГСП-1, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 3

---

Типография РУДН  
115419, ГСП-1, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 3, тел. (495) 952-04-41