НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ
имени Е.М. Примакова
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции

Ответственный редактор
С.В. Жуков

Москва
ИМЭМО РАН
2017

УДК 339.166.2

ББК 65.422.5

Миро 64

Серия «Библиотека Национального исследовательского института
мировой экономики и международных отношений имени Е.М. Примакова»

Рецензенты:

кандидат экономических наук О.С. Анашкин,

кандидат экономических наук С.С. Дмитриев

Ответственный редактор – д.э.н. С.В. Жуков

Миро 64

Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции / Отв. ред. С.В. Жуков. – М.: ИМЭМО РАН, 2017. – 192 с.

ISBN 978-5-9535-0494-2

DOI:10.20542/978-5-9535-0494-2

Издание по итогам международной конференции «Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции», проведенной Центром энергетических исследований ИМЭМО им. Е.М. Примакова РАН, Факультетом международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина и Союзом организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» (декабрь 2016 г.). Особый интерес представляет корпус работ специалистов Базовой кафедры РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в ИМЭМО РАН, посвященных комплексному анализу усиления конкуренции на мировых рынках нефти и природного газа по всей цепочке создания добавленной стоимости. Специальное внимание уделено влиянию американской сланцевой революции, эволюции рынков природного газа и продвижению низкоуглеродной парадигмы.

World Oil and Natural Gas Markets: Sharpening Competition / Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO RAN, 2017. – 192 p.

ISBN 978-5-9535-0494-2

DOI:10.20542/978-5-9535-0494-2

The collection of extended analytical reports presented at the international conference «World Oil and Natural Gas Markets: Sharpening Competition» organized by Center of Energy Studies, IMEMO RAN, Faculty of International Energy Business, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) and Union of Oil and Gas Companies «Russian Gas Society» in December, 2016. Experts of Gubkin Russian State University of Oil and Gas Base Department at IMEMO focus on the complex analysis of sharpening competition in the world oil and natural gas markets across the entire value-added chain. Special attention is paid to the impact of US shale revolution, evolution of natural gas markets and promotion of low-carbon paradigm.

Публикации ИМЭМО РАН размещаются на сайте <http://www.imemo.ru>

ISBN 978-5-9535-0494-2

© ИМЭМО РАН, 2017

© Коллектив авторов, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Часть I. Мировой рынок нефти	5
<i>Синицын М.В.</i> Нарастание глобальной конкуренции в торговле сырой нефтью и нефтепродуктами	5
<i>Иванов Н.А.</i> Американская сланцевая революция и ее влияние на мировой нефтяной рынок	10
<i>Миловидов К.Н.</i> Оценка конкурентных вариантов воспроизводства запасов нефти и газа	24
<i>Шоджаи Ш.</i> Новая модель нефтяных контрактов Ирана после снятия санкций	37
<i>Исаков А.С., Штопаков И.Е.</i> Инновационно-технологическое развитие нефтегазовых компаний в условиях неопределенности внешней среды	42
Часть II. Рынки природного газа	54
<i>Конопляник А.А.</i> СОР-21: цель или средство? Возможные последствия для России и международных рынков нефти и газа	54
<i>Джинсок Сун</i> Либерализация газовых рынков и образования хабов в Восточной Азии: эволюция и путь к зрелому газовому рынку?	65
<i>Телегина Е.А., Федорова В.А.</i> Современное состояние и перспективы развития рынка СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе	75
<i>Еремин С.В.</i> Конкуренция в условиях международной интеграции рынков природного газа	85
<i>Орлова Е.С.</i> Перспективы строительства разветвлённой газотранспортной системы в Центральной и Восточной Европе, а также возможности осуществления реверсивных поставок российского газа	98
Часть III. Перестройка энергобалансов и энергетическое сотрудничество	108
<i>Ли Конхви</i> Сотрудничество в газовом секторе между Россией и Южной Кореей (Partnership in natural gas sector between Russia and Republic of Korea)	108
<i>Сафинов К.Б., Кульмамирова М.С., Иллерицкий Н.И.</i> Казахстан в энергетической интеграции ЕАЭС: перспективы, риски, возможности	113
<i>Халова Г.О., Сеферов А.К.</i> Сотрудничество прикаспийских государств в нефтегазовой сфере	123
<i>Студеникина Л.А., Шорохова Е.О.</i> Сотрудничество государств Евразийского союза в области атомной энергетики	132

<i>Халова Г.О., Йорданов С., Полаева Г.Б.</i>	
Тенденции развития мировой возобновляемой энергетики	140
<i>Синицын В.В.</i>	
Природный газ в энергобалансах стран АТР	152
<i>Бреннер В.</i>	
Межтопливная конкуренция в энергобалансе Германии.....	160
<i>Хачиев Г.А.</i>	
Статистика как инструмент конкуренции на мировых рынка углеводородов	177
<i>Телегина Е.А., Тиртышова Д.О.</i>	
Факторы неопределенности в развитии мировых энергетических рынков	180
Об авторах	190

Часть I. Мировой рынок нефти

Синицын М.В.

Наращение глобальной конкуренции в торговле сырой нефтью и нефтепродуктами

За последние пять лет на мировом рынке нефти произошли существенные изменения: «сланцевая революция» в США позволила американским производителям вытеснить с внутреннего рынка значительные объемы импортируемой нефти и нефтепродуктов, а также нарастить экспорт; увеличились объемы нефтепереработки в странах Ближнего Востока; Китай смягчил ограничения на экспорт нефтепродуктов, – которые привели к росту конкуренции как на рынках сырой нефти, так и на рынках нефтепродуктов.

Добыча трудноизвлекаемой нефти в США оказалась устойчивой к существенному снижению цен и быстро реагирует на положительные ценовые сигналы, в том числе соглашение ОПЕК об ограничении уровня добычи. Политика Д. Трампа в энергетической сфере направлена на снятие экологических ограничений и поощрение добычи нефти, что дополнительно подстегнет американский нефтяной сектор. Снижение импорта нефти и нефтепродуктов американской экономикой, произошедшее после «сланцевой революции», продолжится. В то же время США становятся крупным экспортером нефти и нефтепродуктов, имеющим доступ ко всем основным рынкам благодаря географическому расположению (диаграмма 1).

С 2016 г. США сняли запрет на экспорт нефти, действовавший более сорока лет. В краткосрочной перспективе разрешение на экспорт скорее приведет к частичной переориентации поставок с соседей США на более дальние страны, чем к увеличению объемов экспорта. Исключения из запрета уже действовали для Канады, также были смягчены ограничения для Мексики, а в 2014 г. министерство торговли разрешило продавать за рубеж ультралегкую нефть (после небольшой обработки она была классифицирована как нефтепродукт). После снятия политических ограничений американская нефть быстро переориентируется с традиционных рынков в Канаде на рынки Европы и Азии.

Рисунок 1. США: географическая структура экспорта нефти, млн. баррелей

Источник: рассчитано по данным Агентства энергетической информации США.

Рисунок 2. Азия: импорт нефти из Африки и Латинской Америки, млн. т
 Источник: рассчитано по данным BP Statistical review of world energy.

«Революция трудноизвлекаемой нефти» привела к переориентации потоков африканской и латиноамериканской нефти в Европу и АТР, что усилило на них конкуренцию нефтеэкспортеров. Доля африканских и латиноамериканских производителей достигла 20% в 2015 г. (диаграмма 2). На китайском рынке Ангола остается третьим по величине поставщиком после России и Саудовской Аравии.

Рисунок 3. США: географическая структура экспорта нефтепродуктов, млн. баррелей
 Источник: рассчитано по данным Международного энергетического агентства.

Экспорт нефтепродуктов из США продолжает увеличиваться и остается диверсифицированным (диаграмма 3). Американский экспорт на европейском и латиноамериканском рынках вытесняет производителей стран Европы с их традиционных рынков.

Рисунок 4. ОЭСР Европа: географическая структура импорта дизеля, млн. баррелей
 Источник: рассчитано по данным Международного энергетического агентства.

Ужесточение конкуренции на мировых рынках нефтепродуктов, в первую очередь бензина, негативно сказывается на европейской нефтепереработке. После «сланцевой революции» американские НПЗ получили конкурентные преимущества на внутреннем рынке и географически близких рынках Канады и Мексики. Только рост потребления в ЕС в 2015-2016 гг. поддержал европейскую нефтепереработку.

В последние годы положение европейской нефтепереработки ухудшилось из-за роста конкуренции на рынке дизельного топлива: помимо традиционных импортеров из США и России в 2015 г. в Европу пришел газойль из стран Ближнего Востока (диаграмма 4). За последние пять лет в странах Ближнего Востока членах ОПЕК было построено около 2 млн. баррелей в день нефтеперерабатывающих мощностей с целью как удовлетворить растущий внутренний спрос, так и на экспорт. До 2020 г. будут построены НПЗ в Саудовской Аравии, ОАЭ, Ираке, Иране, также Бахрейне и Омане. Хотя основным экспортным рынком для них будут страны Азии, но и в Европу планируется нарастить поставки до 40 млн. т.

Рисунок 5. ОПЕК Ближний Восток: географическая структура экспорта нефтепродуктов, млн. баррелей

Источник: рассчитано по данным ОПЕК.

Рисунок 6. Китай: географическая структура экспорта нефтепродуктов, млн. тонн

Источник: рассчитано по данным JODI и Международного энергетического агентства.

Низкие издержки добычи нефти в странах Персидского залива, географическая близость к европейскому рынку, а также возможности межрыночного арбитража (то есть возможность в силу географического положения направлять танкеры на региональные рынки с повышенным уровнем цен) позволяют им претендовать на глобальную роль не только на рынке сырой нефти, но и на рынках нефтепродуктов.

До 2010 г. экспорт нефтепродуктов из Китая был незначителен. Небольшие объемы нефтепродуктов экспортировались через Гонконг, основной экспорт шел в рамках толлинговых сделок из-за запрета на экспорт бензина и дизеля. После снятия запрета для независимых компаний экспорт нефтепродуктов почти удвоился в 2015-2016 гг. (диаграмма 6).

Наращивание экспорта нефтепродуктов США, Китаем, странами Ближнего Востока приводит к обострению конкуренции на рынках нефтепродуктов, которая накладывается на конкуренцию нефтеэкспортеров в мировых центрах нефтепереработки.

Список использованной литературы:

1. Сеницын М.В. Влияние «сланцевой революции» в США на американскую и мировую нефтепереработку / М.В. Сеницын; под ред. С.В. Жукова // В сб.: Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России. – М.: ИМЭМО РАН, 2015
2. Резникова О.Б., Золина, С.А. Глобализация американской «революции сланцевой нефти»: возможности и ограничения / С.А. Золина, О.Б. Резникова; отв. ред. С.В. Жуков // В кол. мон.: Трансформация мирового рынка нефти. — М.: ИМЭМО РАН, 2016
3. Резникова О.Б., Жуков С.В., Сейфулмулюков, И.А. Революция неконвенциональных углеводородов: влияние на рынки нефти и природного газа / О.Б. Резникова, С.В. Жуков, И.А. Сейфулмулюков; отв. ред. акад. А.А. Дынкин, акад. Н. И. Иванова // В кол. мон.: Глобальная перестройка. – М.: Весь Мир, 2014

4. Иванов Н.А. Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов / Н.А. Иванов. – М.: Магистр, 2014
5. BP Statistical review of world energy 2015
6. Агентства энергетической информации США – www.eia.gov
7. Международное энергетическое агентство – www.iea.org
8. ОПЕК – <http://www.opec.org>
9. JODI – <https://www.jodidata.org>

Американская сланцевая революция и ее влияние на мировой нефтяной рынок

Сланцевая революция и мировой рынок

Взрывной рост добычи сланцевого газа и нефти плотных коллекторов, получивший название «сланцевая революция», произошел в Северной Америке во второй половине первого десятилетия XXI века и вызвал эффект цепной реакции: мировые энергетические рынки в короткий по историческим меркам период подверглись значительной качественной трансформации. Поэтому речь идет о революции, о скачкообразном переходе к новой мировой энергетической парадигме, а не о плавном эволюционном развитии.

Налицо проявления энергетической глобализации, когда с одной стороны, разрозненные региональные рынки ощущают все более сильное взаимное влияние, а с другой - взаимозависимость мировых рынков различного энергетического сырья выходит за рамки традиционной межтопливной конкуренции и также приобретает новое качество: в мировом масштабе разворачивается конкуренция не только самих энергоносителей, но также технологий их получения и использования.

Благодаря сланцевой революции США наращивают свое влияние на многие мировые энергетические рынки, и в частности, усиливается американское влияние на нефтяной рынок: США стали крупнейшим мировым экспортером нефтепродуктов, а также сокращают импорт и наращивают экспорт сырой нефти (рис. 1).

Рисунок 1. Экспорт нефти из США на фоне общего нефтяного импорта и экспорта нефтепродуктов, млн. барр./сутки

Источник: EIA July 2016 Monthly Energy Review

1. США как экспортер нефти

После отмены законодательных ограничений в декабре 2015 г. экспорт сырой нефти из США растет, и география его расширяется. Это происходит несмотря на то, что ценовой дифференциал между внутренними ценами и ценами мирового рынка сокращается, добыча в Америке падает, а стоимость фрахта ограничивает экономическую эффективность экспорта.

В первые пять месяцев 2016 г. экспорт составил в среднем 501 тыс. барр. в сутки, что на 43 тыс. барр. в сутки (9%) больше, чем в среднем в полном 2015 году. Экспорт значительно вырос еще до отмены ограничений – эта нефть пошла в Канаду, что не подпадало под законодательный запрет. С 2000 по 2013 г. этот экспорт редко превышал 100 тыс. барр. в сутки. До 2015 г. США экспортировали в Канаду 422 тыс. барр. в сутки, в то время как в пять других стран – всего 26 тыс. барр. в сутки.

В последние годы экспорт в другие страны, кроме Канады, был в основном реэкспортом или поставками с Аляски, что также не подпадало под запрет. После отмены ограничений увеличилось число получателей нефти из США. В 2016 г. американская нефть экспортируется уже в 16 стран, и объем экспорта превысил полмиллиона баррелей в сутки.

В 2016 г. уже было два месяца, когда совокупный экспорт в другие страны превышал экспорт в Канаду. В марте это было 259 тыс. барр. в сутки, что больше, чем по канадскому направлению на 10 тыс. барр. в сутки, а в мае эти цифры составили соответственно 354 тыс. барр. в сутки и 46 тыс. барр. в сутки.

За исключением Канады, крупнейшим импортером нефти из США в первые пять месяцев 2016 г. было Кюрасао, островное государство в Карибском море к северу от Венесуэлы. Поставки американской нефти на Кюрасао составили 54 тыс. барр. в сутки.

Государственная нефтяная компания Венесуэлы *Petróleos de Venezuela (PDVSA)* является оператором находящегося на острове НПЗ *Isla* производительностью 330 тыс. барр. в сутки, а также владеет мощностями хранения нефти. Легкая американская нефть используется здесь в качестве разбавителя, который смешивается с тяжелой венесуэльской нефтью, чтобы полученную смесь можно было перерабатывать или экспортировать клиентам PDVSA.

Экспорт в Нидерланды, следующему после Канады и Кюрасао покупателю американской нефти, составил в среднем за пять месяцев 2016 г. 39 тыс. барр. в сутки. Здесь потребитель – крупнейший мировой хаб по торговле нефтепродуктами – ARA (Амстердам, Роттердам и Антверпен). Далее в списке покупателей нефти из США находятся Италия, Франция и Великобритания.

Следом идут Маршалловы острова – государство в Тихом океане, импортировавшее 14 тыс. барр. в сутки с января по май 2016 г. Как и в случае с Кюрасао, Маршалловы острова не являются конечным потребителем нефти, здесь нефть перегружается на супертанкеры и направляется азиатским потребителям. Таможенная служба и Береговая охрана США требуют, чтобы документация на экспортируемый груз содержала сведения о конечном покупателе, но когда поставка осуществляется заранее, до того как такой покупатель становится известным, в декларации указывается юрисдикция пункта перегрузки.

Стоимость экспортируемой нефти может варьироваться в широких пределах. Транспортировка нефти в порт, хранение, фрахт и другие затраты обычно требуют большой ценовой разницы между внутренним и внешним рынками, чтобы поставка была экономически оправданной.

До недавнего времени экспорт осуществлялся в условиях, когда мировой маркерный сорт Brent торговался с весьма небольшой премией к американскому маркерному сорту WTI, что ограничивало экономический смысл экспортировать нефть из США. В начале августа спред составлял \$0.31/барр., а на неделе, закончившейся 1 июля, был \$1.08/баррель.

Но реальные нефтяные контракты дают возможность экспортировать нефть даже несмотря на малый ценовой спред. Например, стоимость фрахта нефтяного танкера была в последнее время самой низкой с 2009 г. Кроме того, если продавец или покупатель экспортируемой нефти арендовал танкер на время по фиксированной ставке, рыночная стоимость фрахта уже не имеет значения.

Еще одну возможность для выгодного фрахта дает аренда танкера «туда и обратно» (*back-haul voyage*), при которой танкер возвращается к порту загрузки порожняком. Но

оплата танкера в два конца может быть значительно выгоднее обычного фрахта. Например, НПЗ в регионе АРА и других частях Западной Европы, активно торгующие нефтью и нефтепродуктами с США, используют «чистые» и «грязные» танкеры. В случае же поставок с побережья Мексиканского залива чаще используются «грязные» танкеры, которые не очищаются между рейсами, что представляет существенную экономию и возможность для контрактов «back-haul».

Кроме того, продавцы американской нефти могут использовать некоторые методы, позволяющие застраховать покупателей от снижения ценовых спредов. Определенная поставка или конкретный сорт нефти могут получить скидку относительно маркерного сорта из-за различия в качестве (плотность API, содержание серы и т.п.). В расчете на расширение спроса в будущем американские маркетеры могут предложить пробные поставки для ознакомления определенных НПЗ с новым для них сортом. Это может объяснить разовые поставки малых объемов нефти из США в отдельные страны Европы и Азии.

При этом очевидно, что для устойчивых и значительных объемов американского экспорта сырой нефти недостаточно случайных поставок и дешевого фрахта танкеров. Необходимо, чтобы добыча нефти в США возобновила рост, а спред Brent-WTI заметно расширился.

От неблагоприятной конъюнктуры страдают не только американские экспортеры. Согласно оценкам EIA, страны ОПЕК получили от торговли нефтью в 2015 г. чистый доход в объеме \$404 млрд. Это на 46% меньше того, что они заработали в 2014 г. (\$753) и на 56% меньше дохода в 2012 г., оцениваемого в \$921 млрд. И хотя эта сумма включает в себя доходы Ирана, оценка не учитывает скидку, которую получали покупатели иранской нефти между концом 2011 г. и январем 2016 г., когда Иран находился под международными санкциями.

Чистая экспортная выручка стран ОПЕК в 2015 г. была на самом низком уровне с 2004 г., что повлияло на способность стран, зависящих от экспорта нефти, финансировать социальные программы и импортировать другие товары и услуги. С поправкой на инфляцию средние нефтяные доходы стран ОПЕК на душу населения оказались в 2015 г. на уровне \$606, на 83% ниже уровня 1980 г. (\$3 5000).

Рисунок 2. Роль ОПЕК и стран Персидского залива в импорте нефти в США

Источник: EIA July 2016 Monthly Energy Review

На разные страны ОПЕК падение нефтяных цен повлияло по-разному. Доля нефти в экспорте стран варьировалась в 2015 г. от 5% в Индонезии до 99% в Ираке. При этом страны Персидского залива (Саудовская Аравия, Кувейт, Катар и ОАЭ) ощущают падение цен не так болезненно, как Ирак, Нигерия и Венесуэла, у которых нет значительных финансовых резервов, хотя притом что поставки нефти из стран ОПЕК в США продолжают падать, в 2016 г. эта тенденция коснулась и стран Персидского залива (рис. 2). И возможный рост цен эту ситуацию способен только усугубить, поскольку в этом случае возобновится рост американской добычи.

2. Сланцевая неопределенность

Сланцевая революция – революция в первую очередь технологическая. Технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пласта развивались и совершенствовались на протяжении десятилетий, но будучи применены совместно, привели к новому качеству: появлению коммерчески оправданной возможности добывать нефть и газ из плотных пород. Каждый сланцевый плей непохож на соседний, каждая насыщенная углеводородами формация плотных пород уникальна по своим свойствам, поэтому технологии добычи должны быть адаптированы для конкретных условий каждой залежи и едва ли не для каждой отдельной скважины. Сланцевая добыча привела к парадоксальному результату: объем добываемых на определенной формации ресурсов в значительной степени зависит не столько от геологических особенностей залежи, сколько от эффективности применяемых технологий.

К осени 2016 г. отчетливо проявились факторы (ограничения), влияющие на сланцевую добычу в США: ресурсные, технологические; инфраструктурные; финансовые и экономические. Развитие сланцевой добычи в США развивается в зависимости от сочетания этих факторов. В условиях падения цен на первый план вышло негативное влияние на нефтедобычу экономического фактора.

Неопределенность – ключевое свойство сланцевой добычи; здесь действуют факторы, отличающие этот новый бизнес от традиционной нефтедобычи, и здесь особенно явственно проявляется асимметричность информации. Участники рынка, регуляторы, наблюдатели и аналитики отличаются по степени доступа к первичной информации, к статистике, к текущей аналитике, к информации о технологических усовершенствованиях и деловых взаимоотношениях. Разный доступ к разным источникам информации, разная степень вовлеченности в операции, разная степень компетенции и разная мотивация наблюдателей приводит к тому, что «на выходе» оказываются недостоверные прогнозы и необоснованные экономические решения на разных уровнях инвестиционного планирования, внутренней энергетической политики государств и международных отношений.

Неопределенность в первую очередь касается информации об извлекаемых нефтегазовых ресурсах. Оценка ресурсов нефти и газа говорит об объемах, которые могут быть добыты в будущем. При этом действительный объем добычи заранее предсказать невозможно. Оценки ресурсов меняются по мере развития технологий, рыночной эволюции, а также в зависимости от уже добытых объемов сырья.

Для различных целей ресурсы нефти и газа классифицируются в США по четырем категориям:

- Остаточные нефть и газ в пласте (Remaining oil and gas in-place) – начальные объемы сырья за минусом накопленной добычи на определенную дату;
- Технически извлекаемые ресурсы;
- Экономически извлекаемые ресурсы;
- Доказанные запасы.

Объемы нефти и газа, попадающие в каждую из категорий, оцениваются исходя из комбинации фактических знаний, предположений и допущений о геофизических свойствах породы, наличии технологий извлечения сырья, рыночных ценах и стоимости добычи. Четыре категории перечислены выше в порядке уменьшения неопределенности. Соответственно, от категории к категории уменьшается объем запасов.

3. Неудача с прогнозированием перспективных ресурсов

Для среднесрочного и долгосрочного прогнозирования добычи нефти необходимо оценить перспективные ресурсы, но такие данные каждое агентство получает самостоятельно путем моделирования.

Показательный случай произошел с первой (и неудачной) попыткой оценить общий нефтегазовый потенциал сланцевых ресурсов США. В 2011 г. EIA предприняло попытку оценить перспективные нефтегазовые ресурсы плотных формаций. Компания INTEK Inc. из Вирджинии по заказу EIA сделала такую оценку – был подготовлен доклад «Обзор новых ресурсов: сланцевые нефтегазоносные плеи США»¹. INTEK оценила ресурсы сланцевой нефти 48 континентальных штатов США в 23,9 млрд. баррелей. Крупнейшей формацией был назван плеи Monterey/Santos на юге Калифорнии с запасами 15,4 млрд баррелей или 64% от общих запасов сланцевой нефти США. Следом шли плеи Bakken и Eagle Ford с запасами 3,6 и 3,4 млрд. баррелей соответственно.

Площадь плеи Monterey/Santos, расположенного в бассейнах Сан-Хоакин и Лос-Анджелес, составляет приблизительно 1,752 тыс. кв. миль (4,5 тыс. кв. км). Глубина залегания сланца варьируется от 8 до 14 тыс. футов (2,4—4,2 км), толщина сланцевого слоя — от 1 до 3 тыс. футов (300—900 м). Средняя оцениваемая накопленная добыча из одной скважины (EUR) была принята за 550 тыс. баррелей, и при плотности бурения 16 скважин на квадратную милю общие технически извлекаемые запасы нефти на плее были оценены INTEK в 15,42 млрд. баррелей.

В скором времени перспективные ресурсы плеи Monterey Shale подверглись серьезной переоценке. В декабре 2013 г. с критикой официального подхода к оценке ресурсов выступил Post Carbon Institute, выпустивший доклад «Бурение в Калифорнии. Проверка на соответствие реальности плеи Monterey Shale»². Автор доклада — Дэвид Хьюз (J. David Hughes), геолог, известный своими критическими оценками перспектив сланцевой революции.

Хьюз написал, что по геологическому строению Monterey отличается от Bakken и EagleFord, поэтому нельзя подходить к этому плею с теми же мерками. Толщина сланцевого слоя на Bakken и Eagle Ford составляет менее сотни футов, и расположен он равномерно на относительно небольшой глубине. Сланцы на Monterey значительно толще — около 2 тыс. футов и залегают они сложнее на глубинах, которые могут достигать 18 тыс. футов. По мнению Хьюза, это говорит о недостаточной зрелости залежей и большой неоднородности содержания в них нефти.

Плеи Bakken занимает площадь более 20 тыс. кв. миль, Eagle Ford — 8 тыс. кв. миль. Зрелые залежи плеи Monterey располагаются, по оценке Хьюза, на площади менее 2 тыс. кв. миль. Начальные дебиты существующих на Monterey скважин составляют только половину или даже четверть от упомянутых в докладе EIA/INTEK, EUR — менее трети. Существующие на Monterey сланцевые залежи ограничены малыми географическими зонами, поэтому принятая в официальном докладе плотность бурения (16 скважин на кв. милю) вряд ли возможна на практике. Поэтому, заключает Хьюз, оценка запасов Monterey в

¹ <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>

² <http://www.postcarbon.org/publications/drilling-california/>

15,4 млрд. баррелей извлекаемой нефти сильно завышена. И даже дополнительные открытия и применение новых технологий едва ли способны кардинально поменять ситуацию.

Уже в 2013 г. EIA пересмотрело оценку ресурсов плей до 15,4 до 13,7 млрд баррелей. В мае 2014 г. EIA снизило свои оценки на 96% - до 600 млн. баррелей. А в октябре 2015 г. Геологическая служба США (U.S. Geological Survey, USGS) выпустила доклад³, в котором утверждается, что технически извлекаемые запасы нефти плей Monterey Shale составляют всего 21 млн. баррелей, что еще на 96% меньше оценки EIA 2014 года.

Оценка технически извлекаемых запасов — это всегда эволюционный процесс. В отличие от традиционных запасов, запасы сланцевых углеводородов сильно зависят от применяемых технологий — каждое новое усовершенствование горизонтального бурения, гидроразрыва пласта и микросейсмики дает дополнительный прирост добычи из тех же самых сланцевых пластов. Поэтому извлекаемые запасы в процессе освоения залежи растут, а перспективные ресурсы остаются величиной умоузырительной, практического значения для компаний не имеющей.

4. Оценка технически извлекаемых запасов

В середине ноября 2016 г. Геологическая служба США (U.S. Geological Survey, USGS) опубликовала оценку неоткрытых технически извлекаемых запасов распределенной в породе нефти (continuous oil) сланцевого плей Wolfcamp в Техасе. Эта оценка оказалась крупнейшей за всё время исследования распределенных (нетрадиционных) нефтяных ресурсов в США. Плей Wolfcamp в бассейне Midland, являющемся частью бассейна Permian, содержит 20 млрд. баррелей нефти, 16 трлн. куб. футов природного газа и 1,6 млрд. баррелей сжиженных углеводородных газов (СУГ).

Согласно проведенной оценке, ресурсы распределенной нефти в формации Midland Basin Wolfcamp примерно в три раза больше, чем ресурсы плей Bakken - Three Forks, оцененные USGS в 2013 г.

Координатор Программы USGS по энергетическим ресурсам Вальтер Гуидроз (Walter Guidroz) заявил⁴: «Тот факт, что проведенная оценка показала крупнейшие ресурсы, говорит о том, что в регионе, в котором добыты уже миллиарды баррелей, могут быть найдены дополнительные миллиарды баррелей. Прогресс в развитии технологий влияет на определение того, какие ресурсы можно считать технически извлекаемыми, поэтому USGS продолжит оценку ресурсов США и остального мира».

Опубликованное исследование — первая оценка распределенных нефтегазовых ресурсов провинции Permian Basin, сделавшая упор на сланцах Wolfcamp бассейна Midland Basin. С 1980-х гг. сланцевый плей Wolfcamp считался частью плей Wolfberry, состоящего из резервуаров Mississippian, Pennsylvanian и Lower Permian. Нефть там добывалась с использованием традиционных вертикальных скважин.

В последние годы нефтегазовые компании использовали горизонтальное бурение в сочетании с гидроразрывом пласта — только в части Wolfcamp бассейна Midland Basin таких скважин пробурено более 3 тысяч. Сланцевый плей Wolfcamp продолжается также в формации Delaware провинции Permian, но этот участок не включен в первое исследование Геологической службы США (на этом участке оценку своих лицензионных участков провела компания Apache Corp. — см. выше).

³ <https://www.usgs.gov/news/usgs-estimates-21-million-barrels-oil-and-27-billion-cubic-feet-gas-monterey-formation-san>

⁴ <https://www.usgs.gov/news/usgs-estimates-20-billion-barrels-oil-texas-wolfcamp-shale-formation>

Бассейн Permian как единая провинция также включает другие бассейны и геологические формации в Западном Техасе и на юго-востоке Нью-Мексико. Это один из самых продуктивных нефтяных регионов в США.

Неоткрытые технически извлекаемые ресурсы углеводородов, содержащиеся в распределенной форме в пределах сланцевой формации Wolfcamp, по средней шкале 50% вероятности, оценены в 20 млрд. баррелей нефти, 16 трлн. куб. футов попутного газа и 1,6 млрд. баррелей СУГ.

Полная оценка ресурсов формации Wolfcamp по шкале вероятности в диапазоне 95%-5% составляет по нефти соответственно 11,4 - 31,5 млрд. барр. (среднее значение 19,95 млрд. барр.), по газу 7,9-27,3 трлн. куб. футов (среднее значение 16 трлн. куб. футов).

USGS поясняет, что углеводороды в сланцах относятся к непрерывному типу скопления, которое распределено по всей формации в отличие от обычных скоплений, которые носят дискретный локализованный характер залежей в структурных, стратиграфических или иного типа ловушках.

5. Оценка доказанных запасов

Оценка доказанных запасов в наибольшей степени основывается на фактах и в наименьшей – на допущениях. Доказанные запасы – это объемы нефти и газа, геологическая и техническая информация о которых позволяет с обоснованной вероятностью считать, что они будут добыты в будущем при существующих экономических и эксплуатационных условиях.

Доказанные запасы обычно увеличиваются в процессе бурения новых добывающих скважин и сокращаются по мере роста накопленной добычи из существующих скважин (рис. 3). Подобно экономически извлекаемым ресурсам, доказанные запасы сокращаются или растут при изменении рыночных цен или затрат на добычу.

Рисунок 3. Сокращение доказанных запасов нефти в США на фоне роста добычи и снижения чистого импорта нефти и нефтепродуктов

Источник: U.S. Energy Information Administration

Комиссия США по ценным бумагам и биржам (U.S. Securities and Exchange Commission, SEC) требует от публичных компаний докладывать о финансовых активах, в число которых входят и доказанные запасы нефти и газа.

14 декабря 2016 г. Управление энергетической информации США (EIA) опубликовало доклад «Доказанные запасы сырой нефти и природного газа в США»⁵. Данные о доказанных запасах нефти и газа в США показали сокращение в 2015 г. на фоне снижения нефтяных цен.

Доказанные запасы нефти сократились с конца 2014 г. по конец 2015 г. на 4.7 млрд. баррелей (на 11.8%) – с 39.9 до 35.2 млрд. баррелей. Доказанные запасы газа снизились за этот год на 64.5 трлн. куб. футов (на 16.6%) – с 388.8 до 324.3 трлн. куб. футов к концу 2015 г.

Значительное снижение средних цен на нефть и газ между 2014 и 2015 г. привело к ухудшению экономических условий добычи, что явилось важным фактором определения доказанных запасов.

Спотовые цены на нефть WTI снизились почти на 50% с \$94.55 за баррель в 2014 г. до \$50.00 за баррель в 2015 г. Спотовые цены на газ на Henry Hub в Луизиане сократились на более чем 40% с \$4.55 за млн. БТЕ в 2014 г. до \$2.62 за млн. БТЕ в 2015 г. Это снижение цен привело к сокращению объемов бурения у большинства добывающих компаний в США в 2015 г.

Доказанные запасы – это объемы нефти и газа, которые с большой вероятностью возможно извлечь при существующих экономических и эксплуатационных условиях. И поскольку доказанные запасы зависят от экономики их добычи, объем этих запасов меняется в зависимости от изменений цен на сырье и эксплуатационных расходов. EIA основывает свои оценки доказанных нефтегазовых запасов на ежегодных отчетах компаний-операторов.

Запасы нефти и конденсата снизились в 2015 г. в большинстве штатов. Наибольшее сокращение произошло в Техасе, следом идет Северная Дакота (табл. 1). В Техасе также произошло наиболее значительное снижение доказанных запасов газа.

Таблица 1.

Добыча нефти и доказанные запасы отдельных сланцевых плеев США, 2014-15 гг., млн. баррелей

Бассейн	Плей	Штаты	Добыча в 2014 г.	Запасы в 2014 г.	Добыча в 2015 г.	Запасы в 2015 г.	Изменение запасов в 2014-15 гг.
Williston	Bakken/Three Forks	ND, MT, SD	387	5,972	421	5,030	-942
Western Gulf	Eagle Ford	TX	497	5,172	565	4,295	-877
Permian	Bone Spring, Wolfcamp	NM, TX	53	722	66	782	60
Denver	Niobrara	CO, KS, NE, WY	42	512	58	460	-52
Appalachian	Marcellus	PA, WV	13	232	16	143	-89
Fort Worth	Barnett	TX	9	47	5	33	-14
Промежуточный итог			1 001	12 657	1 131	10 743	-1 914
Другие сланцевые плеи			56	708	83	859	151
Всего сланцевой нефти в США			1 057	13 365	1 214	11 602	-1 763

Источник: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-23L, Annual Report of Domestic Oil and Gas Reserves, 2014 and 2015

⁵ <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/index.cfm>

Нью-Мексико стал единственным штатом из четырех, который в 2015 г. показал чистый рост доказанных запасов нефти и конденсата, главным образом благодаря разработке сланцевых плеев Wolfcamp и Bone Spring на юго-востоке штата, в бассейне Delaware Basin.

Общие открытия добавили в 2015 г. 3.2 млрд. баррелей нефти и конденсата. Это открытие новых месторождений, идентификация новых запасов в месторождениях, открытых в прошлые годы и наращивание запасов в результате нового бурения и геологоразведки (табл. 2).

Таблица 2.

Доказанные запасы нефти и газа и их изменение в 2014-15 гг.

	Нефть и конденсат, млрд барр.	Газ, включая СУГ, трлн. куб. футов
Доказанные запасы на 31 декабря 2014 г.	39.9	388.8
Общие открытия	3.2	34.7
Нетто-переоценка	-5.6	-80.8
Нетто уточнения, продажи, приобретения	1.1	10.8
Оцениваемая добыча	-3.4	-29.3
Нетто-добавление к доказанным запасам	-4.7	-64.5
Доказанные запасы на 31 декабря 2015 г.	35.2	324.3
Процент изменения доказанных запасов	-11.8%	-16.6%

Источник: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-23L, Annual Survey of Domestic Oil and Gas Reserves

Географически крупнейшие открытия нефти и конденсата были сделаны в 2015 г. в Техасе, Северной Дакоте и Оклахоме. В Техасе было открыто запасов на 1.4 млрд. баррелей, в Северной Дакоте на 0.6 млрд. баррелей, в Оклахоме – на 0.4 млрд. баррелей. В федеральной части Мексиканского залива было прибавлено 108 млн. баррелей, 20 млн. баррелей из которых пришлось на открытие новых месторождений (рис. 4).

Рисунок 4. Доказанные запасы нефти в пяти ведущих штатах/регионах США в 2008-15 гг., млрд. барр.

Источник: U.S. Energy Information Administration, Annual Survey of Domestic Oil and Gas Reserves

6. Ресурсы и прогнозы

Каждый год Управление энергетической информации США (EIA) обновляет свои данные о доказанных запасах нефти и газа в США и делает новые оценки недоказанных технически извлекаемых ресурсах сланцевого газа (shale gas), газа плотных песчаников (tight gas) и нефти плотных коллекторов (tight oil). Эти запасы и оценка ресурсов используется для долгосрочных прогнозов добычи нефти и газа, которые публикуются в виде Ежегодного энергетического прогноза EIA (Annual Energy Outlook⁶).

До недавнего времени EIA показывало сценарии сокращения добычи нефти после 2020 года, но в 2016 г. базовый прогноз коренным образом отличается: рост добычи нефти продолжится до 2040 года (рис. 5).

Рисунок 5. Базовый прогноз цены на нефть и добычи нефти в США до 2040 г. в 2016 г. (AEO 2016) и в 2015 г. (AEO 2015)

Источник: U.S. Energy Information Administration Annual Energy Outlooks 2016 and 2015

Объяснения предполагавшегося спада носили однозначный характер: у нефтедобычи в США имеются ресурсные ограничения. Теперь EIA ресурсных ограничений не видит.

Вероятно, оптимизм официального прогноза связан с прогрессом в освоении бассейна Permian, где даже в условиях ценовой волатильности 2015-16 гг. добыча нефти росла (рис. 6).

⁶ <http://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

Рисунок 6. Добыча нефти из основных сланцевых плеев США

Источник: U.S. Energy Information Administration

По данным IHS Energy, к концу сентября 2016 г. объем сделок по приобретению прав на лицензионные участки в бассейне Permian в Западном Техасе и на юго-востоке Нью-Мексико составил около \$14 млрд. Это данные только по 21 крупной сделке, стоимостью более \$50 млн. В регионе начинается бум сделок M&A, свидетельствующий о том, что инвесторы готовятся к ускорению роста нефтедобычи в бассейне. Наиболее перспективными считаются формации Delaware, где в среднем по 2016 г. сделки заключаются по \$20 тыс. за акр и Midland со средней ценой \$34 тыс. за акр.

В сентябре 2016 г. компания Apache Corp. объявила о крупном геологическом открытии: разведан новый перспективный плей в южной части формации Delaware бассейна Permian⁷ с колоссальными запасами нефти и жирного газа. Надо подчеркнуть, что речь идет о бассейне в Западном Техасе, где традиционная нефтедобыча идет уже сотню лет и откуда пошел маркерный сорт американской нефти – WTI. Это еще раз доказывает, что традиционная нефтедобыча и добыча из плотных пород – совершенно разные виды бизнеса, требующие принципиально новых технологических и экономических подходов.

Компания объявила, что после двух лет геологических и геофизических изысканий, аккумуляирования перспективных площадей и оконтуривания их бурением, подтверждено открытие нового плея, названного «Alpine High». Площадь Alpine High лежит в южной части формации Delaware Basin, главным образом в округе Reeves в Техасе. Apache оценивает запасы углеводородов нового плея в 75 трлн. куб. футов жирного газа и 3 млрд. баррелей нефти только по двум формациям - Barnett и Woodford. Значительный нефтяной потенциал предполагается также на более близких к поверхности формациях - Pennsylvanian, Bone Springs и Wolfcamp.

Alpine High состоит из 4-5 тыс. футов продуктивных горизонтов на пяти различных формациях - Bone Springs, Wolfcamp, Pennsylvanian, Barnett и Woodford. От двух до более трех тысяч будущих буровых участков было обнаружено только на формациях Woodford и Barnett. Эти формации располагаются на горизонтах, богатых жирным газом и ожидается, что будут давать газ и нефть. Первоначальные оценки зон Woodford и Barnett показали чистую приведенную стоимость (NPV) до уплаты налогов в размере 4-20 млн. долл. на скважину при цене нефти 50 долл. за барр. и газа 3 долл. за тыс. куб. футов. Ожидаемая

⁷ <http://investor.apachecorp.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=988060>

стоимость скважины с длиной бокового ствола 4,1 тыс. футов оценивается приблизительно в диапазоне 4-6 млн. долларов.

Apache пробурила на плее 19 скважин, из которых девять дают продукцию в ограниченных объемах из-за инфраструктурных ограничений. Из них шесть скважин расположены на формации Woodford, одна на Barnett и по одной на неглубоких нефтяных формациях Wolfcamp и Bone Springs.

Открытие плее Alpine High предоставляет новые низкорисковые возможности для бурения на формациях Woodford и Barnett, и Apache надеется обнаружить значительное число перспективных нефтяных участков также на формациях Pennsylvanian, Wolfcamp и Bone Springs.

7. Возможные ограничения

Официальная оценка перспективных ресурсов углеводородов в сланцевых формациях в национальных масштабах в США отсутствует. Причина – в самой природе сланцевой добычи: запасы появляются в процессе добычи, с развитием технологий и их локализацией, адаптацией к условиям конкретной залежи. Тогда компании могут заявить свои запасы в SEC. Оценка перспективных ресурсов в отрыве от возможности их рентабельного освоения практического смысла не имеет.

Дело осложняется геологическим парадоксом США: при хорошей разведанности нефтегазовых бассейнов по всей стране собственно сланцевые залежи и плотные породы никто специально не изучал – при поисках и разведке традиционных месторождений компании эти породы «проходили не глядя», не оценивали с точки зрения перспективности для будущей добычи. Важны были нефтегазосодержащие коллектора, структуры, которые можно было оконтурить и оценить.

Оконтурить и оценить плотные породы с точки зрения содержания углеводородов невозможно: во-первых, слишком неравномерно распределение сырья в породе, а во-вторых, возможность извлечения сырья критическим образом зависит от применяемых технологий. И поэтому в процессе изучения конкретного плее, при локализации технологий, при развитии добычи запасы растут. Извлекаемые запасы зависят от экономики проектов, поэтому при сценарии роста цен предполагается и дальнейшее наращивание экономически извлекаемых запасов.

Ресурсные ограничения подвергаются сомнению с разных сторон. Бюро экономической геологии Университета Техаса в Остине провело работу по оценке перспектив хорошо известного плее Eagle Ford и выяснило, что даже при неблагоприятной конъюнктуре 2016 года извлекаемые запасы плее превышают 6 млрд. баррелей. При повышении цен эти запасы вырастут в разы.

В других штатах также есть плее и бассейны плотных пород, где компании ведут поисково-разведочные работы и заявляют, что по мере улучшения экономической конъюнктуры эти ресурсы будут вовлечены в разработку. В первую очередь речь идет о ресурсах Оклахомы (SCOOP и другие). Добыча в этом штате превышает 400 тыс. барр. в сутки (больше, чем в Нью-Мексико и Колорадо), но пока не фигурирует в отчетах DPR как источник сланцевой добычи. Однако потенциал таких плеев, которые пока не на слуху, не стоит недооценивать.

С точки зрения инфраструктурных ограничений, плее Eagle Ford и бассейн Permian Basin находятся в наиболее выигрышном положении с точки зрения наличия транспортных мощностей, хотя ограничения мощности имеющихся нефтепроводов уже сказываются и на этих плеех. Тем не менее, близость к НПЗ и терминалам побережья Мексиканского залива в сочетании со строительством новых нефтепроводов дают плеем Техаса и Нью-Мексико хороший шанс на наращивание объемов добычи.

В отличие от этих плеев более сложная ситуация с доступом к инфраструктуре складывается у плеев в глубинных штатах – Niobrara и в особенности Bakken. Инфраструктура Северной Дакоты в условиях низких нефтяных цен почти не имеет шансов на развитие, поэтому здесь значительный рост добычи маловероятен.

В целом же при улучшении нефтяной конъюнктуры будет расти и инвестиционная привлекательность объектов инфраструктуры. Будет спрос на новые трубопроводы, будет и их сооружение. В отличие от трансграничного Keystone XL, строительство внутри- и межштатовских нефтепроводов не нуждается в федеральном одобрении.

Технологические ограничения нефтедобычи пока себя не проявили. Если судить по октябрьскому Отчету о производительности бурения (Drilling Productivity Report), добыча в расчете на одну буровую растет по всем плеям, и если в отдельных случаях рост замедляется, это не говорит о тенденции национального масштаба.

Нет никаких оснований говорить, что развитие технологий сланцевой добычи близко к насыщению или тем более достигло предела. Компании каждый год демонстрируют технологии, повышающие добычу, сокращающие затраты, снижающие сроки и в целом повышающие эффективность операций на десятки процентов по отношению к прошлому году. И ничто не говорит о том, что перечень этих технологий исчерпан и сами они достигли стадии зрелости. Пока технологический прогресс в сланцевой нефтедобыче развивается по нарастающей.

Сейчас наступает пора ввода в эксплуатацию DUCs – пробуренных и незаконченных скважин. По данным DPR, их общее количество в 2016 г. составляет около 5 тыс. скважин, но нельзя считать их однократно исчерпаемым ресурсом, поскольку около половины этих скважин незакончены не по экономическим, а по технологическим причинам: компании заказывают технологические услуги подрядчикам «оптом» - сначала проводится масштабное бурение, потом массивированный гидроразрыв и подключение буровых участков к транспортной инфраструктуре. Распределение этих этапов по времени – это вопрос грамотного менеджмента.

Каждый год появляются новые технологии, еще не нашедшие массового применения: это и повторный гидроразрыв (refrac), и другие технологии, находящиеся в процессе опробования отдельными компаниями на отдельных плеях. В этом деле важны ноу-хау, производственные секреты, которыми компании не всегда делятся, стремясь сохранить свое конкурентное преимущество. Тем не менее, передовые технологии все равно распространяются по рынку, и это дает новый импульс развитию нефтедобычи.

Например, цифровая (информационная) революция в нефтедобыче еще находится на начальной стадии. Использование нейронных сетей (самообучающихся компьютерных алгоритмов), позволяющих обрабатывать первичную геологическую информацию и выдавать решения по эффективному нахождению и оптимальному освоению sweet spots, еще относится к разряду уникальных технологий, не доступных массовому рынку. Но со временем, несомненно, нейронные сети, как и все остальные технологии, доказавшие свою эффективность, станут общедоступны – по мере развития их стоимость сократится, а производительность вырастет.

Представление о том, что развитие технологий достигло своего предела, не имеет фактических подтверждений и говорит скорее о психологическом эффекте: человеку трудно представить, что экспоненциальный рост эффективности может продолжаться долго – должен быть достигнут предел. Но история говорит о том, что при достижении предела развития одной технологии в игру вступает другая, продолжающая рост эффективности на новом уровне.

После снятия экспортных ограничений американская нефтедобыча получила дополнительный импульс для развития. Открытие расширенного Панамского канала представило дополнительные возможности для экспорта нефтепродуктов из США на

азиатские рынки. И хотя для нефтяных супертанкеров этот путь по-прежнему закрыт, небольшие поставки нефти также возможны.

Конъюнктура рынка остается по сути единственным основанием для падения американской нефтедобычи, но в этом отношении США не в худшем положении по отношению к другим нефтедобывающим странам: у Америки значительно больше пространства для маневра – между большим внутренним рынком, мощной нефтепереработкой и возможностью экспорта нефти и нефтепродуктов. Поэтому рано называть сроки окончания сланцевой революции: сократившаяся нефтедобыча уже приспособилась к текущему уровню цен и переходит к росту. Будущее по-прежнему предсказать невозможно.

Выводы

Традиционная нефтедобыча и добыча из плотных пород – совершенно разные виды бизнеса, требующие принципиально разных технологических и экономических подходов.

В настоящее время неопределенность, связанная с ресурсными ограничениями сланцевой добычи, снижается: по данным компаний и официальных регулирующих органов, перспективные извлекаемые ресурсы распределенных углеводородов в США не могут стать ограничением для поддержания и роста добычи нефти плотных коллекторов.

Конъюнктура рынка остается единственным основанием для падения американской нефтедобычи, но в этом отношении США не в худшем положении по отношению к другим нефтедобывающим странам. А темпы будущего роста по-прежнему предсказать невозможно.

Список использованной литературы

1. Иванов Н.А. Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов / М.: Магистр, 2014. - 304 с.
2. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. Assessment of Undiscovered Continuous Oil Resources in the Wolfcamp Shale of the Midland Basin, Permian Basin Province, Texas, 2016. URL: <https://pubs.usgs.gov/fs/2016/3092/fs20163092.pdf>
3. Hughes, David. Drilling California: A Reality Check on the Monterey Shale. / Post Carbon Institute. December 2, 2013. URL: <http://www.postcarbon.org/publications/drilling-california>
4. U.S. Energy Information Administration. Review of Emerging U.S. Gas Shale and Shale Oil Plays. July 2011. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>
5. U.S. Energy Information Administration. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves With Data for 2015. November 23, 2016. URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>

Оценка конкурентных вариантов воспроизводства запасов нефти и газа

1. Роль воспроизводства запасов нефти и газа и основные проблемы восполнения ресурсной базы

Наличие богатой минерально-сырьевой базы - важнейшая предпосылка успешного развития экономики России. Хорошо известен вклад нефти и газа в ВВП, национальный доход и валютные поступления страны. Соответствует ли внимание, которое уделяется минерально-сырьевой базе (МСБ) значимости этого сектора? Какие препятствия на пути его развития и что необходимо сделать для снятия существующих барьеров?

К сожалению, до сего момента не осознана в полной мере огромная важность планомерного развития сектора МСБ для цепочки производств нефтегазового комплекса. И об этом свидетельствует вся логика развития управления МСБ последних десятилетий.

Очевидно, что МСБ – это несущая конструкция отрасли, ее истоки и фундамент развития. Но менее известно, что потенциально это еще и лидер в приросте добавленной стоимости во всей нефтяной цепочке. (Исследования WoodMackenzie показали, что лидерами в приросте добавленной стоимости во всей нефтяной цепочке являются геологи, и наличие высокопрофессиональных геологов в компании – первостепенный залог ее успеха).

Парадокс состоит в том, что именно геологическая служба в России испытала самые разрушительные воздействия экономических преобразований 90-х гг., и ее современный технологический, финансовый и кадровый потенциал далеко не соответствует масштабам и сложности задач, которые необходимо решать. *Мы должны отчетливо сознавать, что на протяжении еще ряда (многих?) лет наше географическое пространство и недра будут оставаться главным богатством страны и надо сделать максимум возможного, чтобы использовать наши козыри.*

Предлагаемые для обсуждения проблемные вопросы управления МСБ:

- темпы и пропорции развития МСБ
- критерии эффективности функционирования, управление ресурсами и запасами
- основные тенденции развития и результаты мировых ГРП на нефть и газ
- оценка эффективности поисково-разведочных работ с позиций общества
- выводы и рекомендации

Открытие месторождения – это идентификация возможностей получать сверхдоходы на суммарный вложенный капитал для всех участников (в первую очередь, государства – владельца рентного дохода). ГРП превращает «фантомы» в реальные активы с первоначально неопределенной потенциальной стоимостью.

Свежие примеры – открытия гигантских м-р на шельфе Аляски (Caelus Energy Alaska) и м-р Zohr (Eni) в Средиземном море, которые принципиально изменили перспективные планы развития штата Аляски и обеспеченность средиземноморья в ресурсах газа.

В октябре 2016 г. Геологическая служба США объявила об открытии в Техасе крупнейшего в стране месторождения Wolfcamp с извлекаемыми ресурсами 20 млрд. баррелей. Эксперты полагают, что открытие Wolfcamp свидетельствует о том, что даже в районах, где уже добываются миллиарды баррелей, есть перспектива для добычи еще больших объемов. Правда, пока это ресурсы, а не запасы. И их коммерческая ценность не определена.

С какими проблемами сталкиваются нефтяные компании?

В первую очередь, это различие в методах классификации и экономической оценки запасов, необходимость их гармонизации.

Классификация должна отражать интересы многочисленных пользователей, то есть, быть многофункциональной (Регуляторы, Финансовые организации, устанавливающие стандарты (SEC, FASB, IASB др.)). Среди различных пользователей следует назвать:

1. Инвестиционное сообщество
2. Кредиторы
3. Конкуренты
4. Эксперты по слияниям и поглощениям
5. Государственные и общественные организации
6. Технические консультанты
7. Специалисты в области бухгалтерского учета и аудита
8. Заинтересованные физические лица

Каждый участник процесса оценки запасов (принимающая страна, компания-оператор, сервисная компания, финансовые институты и др.) нуждается в общем языке для ведения диалога и заключения контрактов. В России при классификации запасов нефти и газа в центре внимания было решение государственных задач. *При переходе России на новую систему классификации запасов оказалось, что в соответствии с международной классификацией мы существенно не досчитались доказанных запасов.*

Освоение доказанных запасов позволяет разным странам получать в государственные бюджеты от 20-30% до 90% и более от генерируемого ими чистого денежного потока (рис.1).

* Доля государства = суммарные платежи государству (выручка [запасы x цена] минус затраты по проекту [CAPEX + OPEX])

Источники: Van Meurs Corporation, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

Рис. 1 Доля государства в чистом денежном потоке нефтяных проектов.

Источник: Van Meurs Corporation, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

Экономический анализ сектора ГРП очень сложен (ввиду неопределенности основных параметров оценки, принятия решений в условиях риска, специфического характера продукции-в виде информации, огромного временного лага между инвестированием и получением продукции...). Все это затрудняет экономическую оценку основного актива - запасов в недрах. (Заметим, что этот специфический актив до последнего времени не имел регламента стоимостной оценки);

2. О пропорциях различных стадий ГРП

МСБ – сложная многофазная система. Ее удобно рассматривать в виде конуса движения ресурсов в запасы и добычу, в котором в начале каждой фазы (этапа) существует фильтр, отбраковывающий объекты с некондиционными параметрами. Результаты каждого последующего звена определяются эффективностью предыдущего. Действует *принцип опережения развития* предшествующих звеньев над последующими. При нормальном, сбалансированном функционировании цепочки задел каждого предшествующего звена должен быть больше последующего. На практике это не наблюдается, и особенно заметно отставание заделов поискового и начального поискового этапов.

Рис. 2 Многофазная система управления поисками и освоением нефтегазовых ресурсов

Источник: К.Н. Миловидов, Критерии и методы оценки эффективности воспроизводства запасов нефти и газа. М. Недра 1989).

Как обстоит дело в России?

Россия пока сохраняет передовые позиции в мире по добыче нефти, но уже давно отстает по темпам воспроизводства минерально-сырьевой базы и сдает позиции как по участию в мировой добыче, так и по воспроизводству запасов полезных ископаемых. За предыдущие 20 лет доля России в мировых запасах нефти снизилась с 13% до 8%, а в запасах газа с 34% до 25%, в добыче нефти с 16% до 13%, в добыче газа с 30% до 19%⁸.

Резко отстают региональная и поисковая стадии. В последние годы у нас на 1 разведочную скважину приходится примерно 1 поисковая (вместо рациональных пропорций 2:1; за рубежом за последние 10 лет это отношение составляло 3:1). При этом объемы поискового бурения в России в 12-15 раз меньше эксплуатационного (хотя рациональным считается соотношение 1:5).

⁸ СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ до 2030 года. Москва 2016

Суммарные оцененные запасы открываемых м-р по категориям C1+C2 не превышают 50% добычи. А приросты категории запасов C1 в основном связаны с операциями на старых месторождениях.

Для выполнения стратегии ЭС-35 объемы поискового бурения надо увеличить с 0,6 млн. м до 1,8 млн. м, т.е. в три раза. В свою очередь, для этого ежегодно надо вводить в поиски примерно 350 новых структур и выставять на лицензии около 400 участков (а это в 5 раз больше сегодняшних). В стратегии ЭС-35 таких оценок нет. Ситуация с физическими объемами работ и запасами ведущих видов полезных ископаемых в последующие годы отражены на рис. 3

Рис. 3 Объемы глубокого бурения (млн. м), сейсморазведки 2D (тыс. км) и 3D (тыс. км²) в России

Источник: О некоторых достижениях и проблемах отечественной геологии за 50 лет В.П. Орлов. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление №1-2 2016. С. 12-15/

Как стимулировать государственные органы и нефтяные компании перенести акцент на более интенсивные поиски новых месторождений?

3. Оценка затрат на подготовку запасов

При определении фактических затрат на открытие и подготовку запасов (на 1 б.н.э) возникает ряд вопросов:

- О каких затратах идет речь?
- Учтены ли в балансе эти затраты «методом полных затрат» или «методом успешных усилий»?
- Какие запасы необходимо рассматривать: полученные в результате открытий, приобретений, переоценок, МУН?
- Если включать переоценки и МУН, то к какому году следует относить соответствующие приросты запасов: к году открытия месторождения или к году изменения запасов?
- Какой временной период следует брать при оценке данного показателя?
- Каковы коэффициенты эквивалентности барреля нефти и куб фут. газа?

- Должен ли производиться расчет в мировом масштабе, по географическим зонам или осадочным бассейнам?

Реальные затраты не вполне объективны, поскольку не учитывают отклонений операторов от требований, именуемых за рубежом “good oil practices”. *Эти отклонения носят систематический характер* и не адекватно отражают процессы воспроизводства основных производственных факторов, в частности, для «природного капитала» в виде:

- недоинвестирования в воспроизводство запасов; экономии затрат на ГРП (что приводит к росту «квазиаренды»)

- выборочной эксплуатации наилучших участков, что имеет следствием снижение суммарного КИН (до 28% в настоящее время в сравнении с 36% в мире). Это ведет к появлению «незаработанной» ренты;

- не оптимальных темпах отбора нефти и газа с позиций долгосрочного периода;

- не полном использовании извлеченных запасов УВ (степень утилизации попутного газа, неиспользование гелия и др. ценных компонентов).

Эти и другие факторы деформируют теоретически оптимальную величину горной ренты (при всех трудностях ее определения) и создают иллюзию относительно невысоких затрат на добычу нефти и газа.

Выделяют несколько способов расчета затрат на ГРП и разработку запасов в зависимости от их «зрелости» и ряда других факторов.

4. Альтернативы стратегических решений нефтяной компании в области воспроизводства запасов

Компании должны оценивать альтернативную стоимость («opportunity cost») принимаемых решений по отношению к базовой стратегии. Эти альтернативы многочисленны и динамичны. Приведем некоторые из них:

- искать нефть (проводить ГРП) или повышать коэффициент извлечения нефти (КИН)

- проводить ГРП и искать новые м-р или приобретать активы (м-р, запасы)

- работать с традиционными или нетрадиционными УВ

- искать и осваивать УВ на суше или на море

- покупать или продавать активы

- работать в родной стране или за рубежом

- инвестировать самой или вступать в партнерства, альянсы...

- инвестировать в апстрим или даунстрим (или в «новую энергетику»?)

- проводить сервисные операции подрядным способом или силами компаний-операторов (как в Китае и бывшем СССР)? Этот список может быть продолжен.

Каждая из этих крупных проблем распадается на ряд опций, которые требуют для своего обоснования тщательного и трудоемкого анализа.

Всегда ли так поступают компании?

Использование публикуемых данных о запасах в качестве основы для оценки сравнительной эффективности компаний или их стоимости связаны с большими условностями: *поэтому основная цель раскрытия информации о запасах – обеспечить полезную информацию для инвесторов – трудно достижима.* «Объявление запасов» - это субъективный процесс, отражающий цели сообщения о запасах, которые могут быть научными, коммерческими, фискальными, предназначенными для целей государственного регулирования.

5. Проблема оптимального использования во времени рентабельных запасов известных месторождений;

Проблема оптимальной эксплуатации исчерпаемых ресурсов нефти газа может рассматриваться на двух взаимосвязанных уровнях:

- Выбор оптимальных темпов перевода ресурсов неизвестных месторождений в запас известных, т.е. оптимизации распределения капиталовложений на ГРП и разработку новых месторождений, подлежащих включению в часть известных запасов.

- Выбор оптимальных темпов эксплуатации действующих месторождений.

Совместно обе проблемы представляют собой задачу оптимального использования во времени суммарного запаса нефти и газа в недрах. Величина известных запасов зависит, в частности, от границы, разделяющей рентабельные и нерентабельные месторождения и от прогнозных цен.

Оптимальная динамика эксплуатации суммарного запаса сводится к проблеме оптимизации распределения капиталовложений на ГРП и разработку.

Исходя из критерия максимума дисконтированного дохода необходимо, чтобы как замедление (или интенсификация) эксплуатации известных рентабельных месторождений, так и откладывание (или ускорение) вложений в ГРП и разработку новых объектов приводили к равенству предельной эффективности вложений норме дисконта, скорректированной за риск⁹.

Основные критерии выбора.

Равенство затрат краткосрочного и долгосрочного периодов цене УВ сырья для отдельных стадий (поиски, оценка, разработка, эксплуатация)

$$КПЗ = ДПЗ = \text{Цена нефти}$$

Применительно к нефтяной отрасли это означает, что возможности увеличения добычи нефти и газа сопряжены с четырьмя основными стратегиями:

- 1) интенсификацией разработки действующих месторождений;
- 2) вводом в разработку ранее открытых и подготовленных месторождений при более высоком уровне удельных затрат по сравнению с действующими месторождениями;
- 3) проведением ГРП и открытием новых месторождений;
- 4) отсрочкой в реализации капиталовложений по трем указанным направлениям, если, например, их эффективность в будущем выше, чем эффективность текущих вложений.

Каждое из перечисленных решений конкурирует с остальными.

Чем выше затраты на разработку при ее интенсификации (стратегия 1) или ниже эффективность вариантов увеличения добычи (стратегия 2), тем выгоднее проводить поисково-разведочные работы (стратегия 3). Стратегия 4 тем более выгодна, чем больший рост цен на нефть ожидается в будущем.

6. Стоимость запасов

Цели стоимостной оценки.

Содержательное и значимое сравнение между компаниями и внутренними корпоративными решениями может быть сделано только на базе стоимости, а не объёма запасов (в особенности, когда последние ограничены лишь «доказанными запасами»). Однако, компании и аналитики большое значение придают подсчитанным объёмам запасов. Поэтому важно, чтобы при определении этих величин был достигнут разумный уровень согласованности. В США Комитет по стандартам бухучёта (Financial Accounting Standards Board (FASB) учитывает эти ограничения в своих требованиях к внешнему раскрытию отчётности: «Оценка объёмов запасов не обеспечивает сопоставимую базу для сравнений запасов во времени и между компаниями». Кроме того, SEC устанавливает требование обеспечить стандартизированную оценку стоимости доказанных запасов (SMOG), которая не отражает рыночную стоимость («fair market value»), поскольку, помимо прочих факторов,

⁹ О.М. Ермилов, К.Н. Миловидов, Л.С. Чугунов, В.В. Ремизов «Стратегия развития нефтегазовых компаний». М. Наука 1998. 623 с

рыночная стоимость нефтяных площадей включает стоимость всех категорий запасов (доказанных, вероятных и возможных), а также стоимость неразбуренных участков.

Спектр альтернативных действий по воспроизводству запасов нефти и газа в нефтегазовом бизнесе очень широк, поэтому неперенной практикой их оценки должны быть расчеты альтернативной стоимости.

Теоретически ценность запасов рассматриваемого объекта определяется как наименьшая из двух величин - дисконтированного чистого дохода (ДЧД) от его эксплуатации за планируемый период и дисконтированных затрат (ДЗ) на воспроизводство эквивалентного объема запасов.

Стратегия непрерывной оценки проектов и активов: «метод воронки».

Нефтяные компании оценивают непрерывный рост инвестиционного портфеля активов, осуществляя их отбор (фильтрацию) в процессе прохождения своеобразной «воронки» (рис.4) . На первой стадии в эту воронку (в ее верхней части) поступает большое количество активов и далее они проходят через серию проверочных тестов (фильтров) с тем чтобы оценить эти активы на соответствие определенным инвестиционным критериям. В итоге лишь небольшое количество активов может пройти все фильтры воронки и получить положительную оценку с целью включения в портфель компании.

Рис. 4 Стратегическая оценка активов с использованием «воронки возможностей»

5. О показателях эффективности функционирования МСБ

1). Коэффициент кратности доказанных запасов к добыче (не путать с обеспеченностью и иметь в виду, что оптимальная кратность для компаний и государства – различны). Для компании оптимальная кратность равна 5-6. (при такой кратности она максимизирует ЧДД разработки); для государства она должна составлять не менее 12-15 - учитывая долгосрочный характер планирования, рыночные катаклизмы, геополитические соображения и т.д.

2). Коэффициент истощения ресурсной базы (КИРБ): характеризует деятельность компаний в области открытия новых ресурсов и обеспечения новыми запасами, способными поддерживать устойчивую добычу в течение длительного времени.

3). Степень возможной мобилизации запасов (СВМЗ): объем предложения, с которым можно выходить на рынки с целью удовлетворения спроса в любой момент времени.

4). Коэффициент сбалансированности исчерпания запасов (КСИЗ). Он представляет собой отношение доли добычи нефти в стране (по отношению к мировой добыче) к доле

доказанных запасов в стране (по отношению к мировым доказанным запасам). Это мера долгосрочной стабильности рынка запасов с позиций их разумной достаточности. Чем ближе КСИЗ к 1, тем больше развитие страны (региона) соответствует условиям мирового предложения нефти в долгосрочном периоде.

На практике в нефтегазовой отрасли используются следующие критерии эффективности функционирования МСБ:

1) *Коэффициент восполнения запасов*. Считается, что если он равен 1 (т.е. на 1 т добычи готовят 1 т. запасов – то это нормально). Но это не вполне корректно:

- с позиций физических: 1 т. запасов не возмещает 1 т добычи (максимальная надежность оценки запасов 0,8-0,9);

- и что более важно, с позиций экономических: не соблюдаются условия воспроизводства эквивалентной экономической (потребительной) стоимости.

За рубежом используются еще несколько важных показателей стратегии развития МСБ и среди них:

2) *Коэффициент рециклирования*: прибыль на 1 баррель, отнесенная на 1 долл. затрат на поиски и разведку.

3) *Коэффициент эффективности ГРП*: добавленная стоимость на 1 долл. затрат на поиски и разведку.

6. Освоение сланцевых месторождений как «мануфактурное производство»

Горнодобывающее производство сильно отличается от мануфактурного производства явно выраженной цикличностью воспроизводственных процессов (на уровне м-р, района, региона...). Поскольку длительность циклов велика, компаниям необходимо иметь существенное превышение запасов над добычей. С учетом неопределенности многих базовых параметров (вероятности открытий, размера запасов ...) а также неопределенности в оценке геополитических факторов, требования к уровню кратности запасов над добычей, очевидно, возрастают.

В противоположном направлении действует система «машинизации» процессов разработки – при высокоразвитой производственно-транспортной инфраструктуре, которая существенно сокращает время движения УВ из состояния «in-situ» к рынкам сбыта и конечным потребителям, наличии мощного и мультиоперационного сервисного сектора, наличии компаний разных размеров и профилизации (включая венчурные), и, наконец, поставщиков «интеллектуальных услуг» (например, ПО для цифровых месторождений).

США, в частности, отличаются от других стран существенно более продвинутым уровнем «машинизации» цикла освоения УВ, поскольку располагают высокой степенью развития указанных выше предпосылок. Это позволяет США на протяжении длительного периода поддерживать существенно более низкую обеспеченность добычи запасами.

- Такой «технологический уклад» более восприимчив к темпам технического прогресса (поскольку сокращается временной интервал между моментом инициации новой технологии и ее коммерческим использованием), что также способствует поддержанию относительно невысокого уровня издержек при высокой степени истощения недр;

- В России наиболее близкой к описанной модели бизнеса является нефтяная промышленность Татарии, которой при относительной высокой степени истощения ресурсной базы на протяжении длительного времени удается поддерживать привлекательный уровень экономических показателей освоения нефтяных ресурсов, демонстрировать высокую капитализацию и инвестиционную привлекательность. Все это происходит на фоне интенсивного внедрения инновационных технологий и разумной дифференциации бизнеса.

Движение в сторону «машинизации» и производства мануфактурного типа испытало скачок в связи со сланцевой революцией. Длительность производственных этапов циклов

освоения УВ резко сократилась: геологоразведка свелась к минимуму, разработка носит характер многократно повторяющихся и относительно краткосрочных циклов бурения, с возможностью многостовольного бурения с одной буровой платформы. Это позволяет быстро реагировать на изменения рыночной конъюнктуры и делает еще более похожим американский тип организации и управления нефтяным бизнесом на мануфактурное производство. Эта уникальная характеристика нефтегазовой промышленности США, отличающая ее от типов нефтегазового бизнеса в целом в других странах.

Отсюда следуют некоторые важные экономические выводы:

- Сланцевые плеи, как более мобильный ресурс, становятся замыкающими объектами при расчете маржинальных затрат развития нефтяной отрасли в США (а учитывая их масштабы - в значительной мере, в мире в целом)

- Различия в уровне краткосрочных и долгосрочных предельных затрат (регулирующих объемы и темпы производства) сокращаются и становятся относительно более низкими; это означает, что инерционное продолжение производства (без новых инвестиций - с краткосрочными предельными затратами) и увеличение производственных мощностей при благоприятной рыночной среде (с долгосрочными предельными затратами) не имеют очень крупных скачков затрат, свойственных традиционным ресурсам.

США воспроизводят ожидаемые запасы таким способом, который совершенно не похож на другие страны. Это напоминает эффект леведея, характерный для «обычного промышленного предприятия». Отрасль состоит из огромного числа операторов, еще большего количества сервисных компаний и *первоклассной геологической службы*. Эти факторы позволили сформировать действующую структуру нефтяной отрасли при относительно низком уровне государственного регулирования, что делает этот сектор одним из блестящих примеров эффективного бизнеса на фоне всей американской экономики.

Рис. 5. Изменение величины кратности запасов нефти по основным нефтедобывающим странам

Источник: How US Crude Oil Reserves Cannot Be Compared to Anyone Else Reserves. OilPro Staff. 15.09.15

В целом можно заключить, что нефтяная промышленность движется к моделям инженерного производства. Нефтяные компании становятся более сфокусированными на производственном подходе к процессам, оптимизирующим расходы и прибыли всей системы.

8. О статистической базе управления ресурсным потенциалом

Статистическая база нефтяных компаний и «регуляторов» должна:

- отражать движение запасов по всем источникам их восполнения и использования
- быть многофункциональной и пригодной для различных пользователей (геолого-промысловой службы, менеджмента компаний, инвесторов, государственных «регуляторов», финансово-банковских стр-р, юридических организаций...)
- показывать текущую экономическую оценку запасов
- представлять информацию в детерминированной и вероятностной форме:
 - первая для управленцев и государственных органов.
 - вторая для инвесторов и управления портфелем активов
- использовать адекватные методы агрегирования информации о запасах разных категорий (например, с использованием формулы Свенсона).

9. Необходимость оценки результатов поисков, разведки и разработки месторождений с позиций общества

Следует отметить недостаточную разработанность этой проблемы:

- у нас отсутствует систематическая практика проведения таких оценок, в особенности для крупных и мега проектов.
- не отработаны методические подходы, не определена понятийная база, не унифицирован инструментарий, и - что особенно важно - отсутствуют императивы обязательности и необходимой мотивации для проведения таких оценок.

Во всех развитых странах мира важнейшая и первоочередная задача органов управления нефтегазовыми ресурсами - оценить, что дает достаточно крупный инвестиционный нефтегазовый проект для общества и страны.

При этом возникает много методически сложных вопросов:

- какие критерии наиболее полно раскрывают эффективность ГРП и освоения МСБ с позиций национальной экономики и в какой мере они допускают количественные оценки
- какой должна быть норма дисконта (очевидно, что для страны она существенно ниже, чем для корпораций). И как выбирать норму дисконта в условиях стагнации, в которую вошла наша экономика ($i=0$?)
- как исчислять совокупные (альтернативные) издержки, учитывать ли при этом «затраты использования запасов» (ренту истощения)
- как оценивать «экстерналии»
- многие другие вопросы...

Известно, что методология оценки общественной эффективности включает:

- Определение чистой экономической прибыли (или чистой экономической стоимости (net economic value))
- Расчет чистой общественной стоимости
- Определение чистой прибыли (с позиций общества)

Такая методология далеко выходит за рамки оценки бюджетной эффективности, которую иногда дают наши проектанты, и гораздо полнее отражает вклад проектов ГРП в национальное достояние.

10. Ресурсы УВ и смена парадигмы развития нефтяной промышленности.

Кризис с воспроизводством запасов в мировом масштабе совпал с изменением парадигмы роста нефтяной отрасли. Это связано переходом к новой структуре экономики, характерной чертой которой являются рыночные, а не ресурсные ограничения.

В частности за последние 30 лет инвестиции в США определялись ограниченностью ресурсной базы:

- Инвестиции в нефтепереработку определялись наличием сырья

- Инвестиции в инфраструктурную логистику определялись импортом

Для следующих 20 лет будет характерен феномен относительного «изобилия» ресурсов. Инвестиции в апстрим все более будут определяться емкостью рынка. Соответственно, будет наблюдаться относительный рост доходности инвестиций в секторе даунстрим и снижение рентабельности инвестиций в секторе апстрим.

11. Мировые тенденции в динамике ГРП и воспроизводстве запасов нефти и газа

Рис. 6 Прирост традиционных запасов за счет ГРП

Источник: Wood Mackenzie, 2016.

Несмотря на достаточные объемы, доходность ГРП стала недопустимо низкой, даже при высоком уровне цен на нефть

- Средняя рентабельность (IRR) при ценах \$80/барр. упала ниже 10% еще за три года до краха цен в 2014 г.
- Увеличение технологической сложности – включая глубину воды, удаленные регионы, глубины залегания залежей – привели к росту затрат на ГРП и разработку
- Увеличение доли газа способствовало росту коммерческой сложности освоения ресурсов

Высокие затраты явились барьером на пути коммерциализации для более 50% ресурсов, открытых за последнее десятилетие

Ключевыми предпосылками роста эффективности ГРП в новых условиях низких цен на нефть являются:

- Меньший акцент на высокоперспективные зоны, включая глубоководные м-р и районы с недоказанной нефтегазоносностью
- Предпочтение для условий, связанных с «наземными» факторами
- Избегание краткосрочных контрактов и близких по времени обязательств
- Несклонность к контрактам с высокими налогами
- Минимальные подписные бонусы

- *Возврат к акценту на региональную геологию, поддерживаемую специальной сейсмикой с высокими дисконтами*

Выводы

Российские компании не доказали, что нацелены на долгосрочные горизонты планирования. Поскольку вся логика их поведения была ориентирована (даже в «тучные годы») на максимизацию финансовых показателей за счет интенсивного использования активов достаточно высокой степени готовности с невысокими рисками и неопределенностью. Проще говоря, из всей стратификации «продукции ГРП» активная работа шла с ее последним «слоем» – запасами категорий А, В, С1.

Стоит ли винить в этом компании? Вовсе нет – будучи крупными бизнес единицами они вели себя весьма рационально в той среде, которую у нас называют «рыночной». Но весь вопрос в том, что:

- во-первых, рыночные критерии управления имеют большие ограничения при рассмотрении длительных периодов времени (заметим, что нефтегазовый цикл, – это «сверхдолгосрочный» период, где только одно звено (ГРП) занимает в среднем около 10 лет); поэтому и в странах с высокоразвитой рыночной структурой весьма значима роль государственного регулирования нефтяного сектора.

- во-вторых, среда, в которой работают наши компании, в действительности далека от рыночного институционального устройства нефтегазодобывающего сектора, характерного для ведущих в этом отношении стран (США, Канада, Великобритания, Норвегия).

Резкий разворот должен произойти не только «вширь» (прирост запасов за счет новых открытий), но и одновременно «вглубь» (прирост запасов за счет повышения КИН).

Но для того чтобы компании могли осуществлять эффективный арбитраж между этими направлениями, необходимо переходить к управлению ресурсной базой на рыночной основе с ее неперемными инструментами рационализации структуры активов путем их включения в хозяйственный оборот путем купли-продажи ресурсных активов, лицензий, прав владения и распоряжения запасами, передачи в залог, использования запасов в качестве основы в проектном финансировании. Эти и другие варианты приобретения и продажи запасов (в широком смысле – «минеральных активов» различной степени зрелости) формируют возможности неорганического роста компаний, которые должны сравниваться с прямыми физическими операциями компаний по приросту запасов за счет открытия новых месторождений и методов повышения нефтеотдачи.

Такое сопоставление вариантов органического и неорганического роста является повседневной практикой и фундаментальной основой выбора стратегий крупных зарубежных нефтегазовых компаний. И для того, чтобы такое сопоставление стало возможным и чтобы компании могли стратегически определиться с инвестиционной политикой, нужны либо директивные методы задания пропорций развития минерально-сырьевой базы государственными органами управления (вариант советского периода), либо разработка институциональной структуры, обеспечивающей нормальный хозяйственный оборот основного актива нефтяных компаний – запасов в недрах. Ни того, ни другого у нас нет, и поэтому мы рискуем иметь серьезные провалы в воспроизводственном процессе нефтяной отрасли (на начальной стадии нефтяной цепочки они уже отчетливо обозначились).

При этом не следует забывать, что нефтяная отрасль является глобальной и упускать из виду еще одну альтернативу стратегических действий – *принятие конкурирующих инвестиционных решений не в родной стране, а за рубежом.*

С учетом всех этих рассуждений все более очевиден тот факт, что без резкого разворота в области ГРП через 5-7 лет вся российская нефтянка может быстро *перейти от*

«зрелой» стадии к «стареющей». И наши рассуждения о том, как завоевывать конкурентные позиции на мировых рынках приобретут иной смысл.

Список использованной литературы:

1. Ермилов О.М., Миловидов К.Н., Чугунов Л.С., Ремизов В.В. Стратегия развития нефтегазовых компаний. М. Наука 1998. 623 с.
 2. Миловидов К.Н., Критерии и методы оценки эффективности воспроизводства запасов нефти и газа. М. Недра 1989, 224 с.
 3. Орлов В.П. О некоторых достижениях и проблемах отечественной геологии за 50 лет. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление №1-2 2016. С. 12-15.
 4. The US Shale Revolt: American Oil Production Will Grow Again In 2017. November 17, 2016 Thinking Ahead.
 5. Campbell Airlie. Reserves – Insights from historical assessments and learning for the future. IQPC Global Reserves Summit. 25-26 October 2011
-

Новая модель нефтяных контрактов Ирана после снятия санкций

1. Положение Ирана во времена санкций и текущая ситуация:

США и ЕС ввели запрет на импорт нефти из Ирана с 1 июля 2012 г. Некоторые страны, в частности, Великобритания, оговорили для себя исключения (сокращение закупок вместо полного их прекращения). Для Ирана это вовсе не было катастрофой. Доля поставок в ЕС составляла примерно 20 % его нефтяного экспорта, на нее было несложно найти других покупателей. Но через некоторое время США исключили 10 стран ЕС и Японию из списка присоединившихся к эмбарго. Иран, однако, не возобновил поставок, а наоборот, заявил, что сам вводит эмбарго на экспорт нефти в ЕС. Таким образом, санкции направленные против Ирана, продлившись три года практически не мешали торговать ей своей нефтью.

Значительнее, нежели эмбарго, на добычу нефти Ираном повлияли экономические санкции. Были заморожены иранские активы в западных банках, запрещено инвестирование и кредитование, страхование танкерных перевозок, передача технологий, поставка комплектующих изделий и вообще любая работа западных компаний в Иране. Иран еще до санкций пытался привлечь в качестве инвесторов китайских и российских подрядчиков, но контракты заключались трудно, а бурение шло еще труднее. В этих условиях добыча нефти в Иране реально сократилась на 0,8 млн. барр./сут (см. рис.1).

Рисунок 1. Динамика добыча нефти Ирана за 2000-2014 гг.

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2015.

2. Структура актуальных нефтяных месторождений Ирана для привлечения инвестиций иностранных компаний:

Иранские месторождения образовались в результате мощных тектонических процессов. Нефть здесь содержится преимущественно в трещинах горных пород. Почти все они содержат газовые или газоконденсатные шапки. Это существенно осложняет добычу, поскольку форсирование отборов может привести к прорыву газа и забою скважины, в этом случае поступление нефти многократно сокращается. Именно поэтому коэффициенты нефтеотдачи иранских месторождений сравнительно невелики, и находятся в пределах 20-35 %.

Таблица 1.

Запасы некоторых крупных нефтяных месторождений Ирана.

Крупнейшие месторождения Ирана			
Месторождение	Год открытия или ввода	Начальные запасы, млрд. т	
		Общие геологич.	Извлекаемые
Агаджари	1945	10	1,9
Гечсаран	1940	?	1,5
Марун	1963	3,5	1,4
Биби-Хекиме	1961	?	1,1
Азадеган	1999	5,7	1,2
Ядаваран	2003	4,1	1,7
Фердоус (море)	2004	6,3	?

Источник: Геополитика - новости.статьи.аналитика. (Сложная нефть Ирана)

Электронный ресурс: <http://geo-politica.info/slozhnaya-neft-irana.html>

Крупнейшее месторождение Агаджари открыто в 1936 году и сейчас выработано на 82 %. Его размеры 60х6 км, нефтяные пласты залегают на глубинах 1400-2600 м. В 1978 г. здесь работало всего лишь 60 скважин, которые в сумме добывали за год 31,4 млн. т нефти, средний дебит скважины составлял огромную величину 1430 т/сут. Месторождение Ядаваран по оценке иранских специалистов имеет потенциал 300-400 тыс. барр./сут. Однако текущая добыча составляет 25 тыс. барр./сут. Китайская Sinopet планирует увеличить ее вчетверо лишь в 2018 г. Месторождение Марун введено в эксплуатацию в 1965 г. Его размеры 50х7 км, нефтяные пласты залегают на глубинах 2700-3350 м. В 1985 г. на месторождении работали 55 скважин, накопленная добыча составила 670 млн. тонн. Из последних сообщений (2008 г.).

3. Проблемы развития нефтяных месторождения и современное состояние нефтяных контрактов

Главным и единственным нефтедобытчиком является Национальная иранская нефтяная компания (NIOC), она может привлекать инвесторов для освоения месторождений. Всю добываемую нефть инвестор обязан был продать государству, которое возмещает ему прошлые затраты с оговоренным процентом прибыли (12-17 %). Это напоминает договор подряда, когда подрядчик выполняет работу на свой риск, за свои средства, а расчет производится по конечному результату. Государство Ирана также ставит инвестору другие условия, в частности, более половины поставок должны выполняться иранскими предприятиями.

Эта система для инвестора чревата большим риском. Освоение крупных нефтяных блоков требует 7-10 лет, и все эти годы он обязан вкладывать свои средства. Часто бывает, что месторождение слабо разведано; в этом случае появляются «сухие» скважины и соответствующие убытки. Задержка выполнения графика работ грозит инвестору разрывом контракта, именно так и случилось с Газпромом на месторождениях Бушган, Каки, Кухманд,

с Татнефтью – на месторождении Загхех и китайской CNPC на Южном Парсе и Южном Азадегане. На последнем месторождении, CNPC за три года смогла пробурить только 7 скважин из запланированных 185 стволов. Ранее из других проектов вышли также японская и малазийская компании.

Понимая, что нынешние жесткие условия для инвесторов непривлекательны, власти Ирана утвердили новую модель нефтяных контрактов. Решение было принято после многочисленных проволочек, вызванных спорами в правительстве страны. Модель договора была разработана Ираном специально для повышения привлекательности нефтяных проектов для иностранных инвесторов. Иностранным подрядчикам, которые намерены вернуться на иранский рынок, предлагается комплекс работ в области разведки, разработки и производства углеводородного сырья. По словам министра нефти Ирана Бижана Зангани, Иран предложит инвесторам принять участие в разработке 10-15 нефтяных месторождений.

IPC — ключевой элемент плана Ирана по восстановлению объемов добычи нефти досанкционного уровня в 4 млн. баррелей в сутки. Для достижения этой цели иранской экономике требуются иностранные инвестиции в размере 200 млрд. долларов США. Принятие IPC неоднократно откладывалось из-за позиции сторонников жесткой линии в иранском правительстве, которые утверждали, что любая сделка может положить конец действующей уже более 20 лет системе обратного выкупа, которая предусматривала запрет для иностранных компаний создавать резервы либо приобретать доли уставного капитала иранских компаний. Кроме того, Иран платил инвестору фиксированную цену за добытые углеводороды. Теперь Национальная иранская нефтяная компания (НИНК) будет создавать совместные предприятия с иностранными компаниями и получать часть прибыли. Особое внимание будет уделяться повышению извлекаемости запасов.

В целом приоритет для Ирана будет отдаваться увеличению объемов добычи из нефтяных и газовых месторождений, находящихся в совместной собственности. Известно, что Иран заинтересован в долгосрочных инвестициях в разработку своих проектов. Власти страны как минимум надеются на то, что компании принесут в страну порядка 50 млрд. долл. США/год.

Министерство нефти предложило новые контракты, которые позволят иностранным нефтяным компаниям, по крайней мере, возместить свои затраты, тогда как срок контрактов определен в 20 лет. Другими словами Новые контракты призваны покончить с так называемым принципом обратного выкупа, когда зарубежные подрядчики разрабатывали и эксплуатировали месторождение, после чего обязаны были передать его обратно под иранский контроль. Этот принцип раньше отпугивал многих иностранных вкладчиков. Теперь компаниям будут предлагаться более соблазнительные долгосрочные контракты, причем иностранным компаниям можно будет сохранять долю в проекте.

Новые контракты должны были устранить опасения, связанные с прежними, досанкционными, контрактами, предполагавшими обратный выкуп, фиксированную единовременную выплату и 5-летний срок действия. В ноябре 2015 г. Иран анонсировал новые IPC по торговле нефтью.

4. Характеристика IPC и перспектива развития:

Разработка IPC Миннефти Ирана начало весной 2014 г с целью оптимизации контрактов, разработанных еще в 1990х гг. С учетом того, что сумма предложенных инвесторам нефтяных контрактов может составить около 200 млрд. долл. США, IPC сразу привлек их внимание. На рисунке 2 показана характеристика IPC на современном этапе.

Рисунок 2. характеристика ИПС на современном этапе.

Источник: Разработано автором

Особенности ИПС:

- Срок контракта 25 лет вместо обычных при buy-back (обратного выкупа) 7 лет, это снижает риск очередных санкций Запада.
- Иностранная нефтяная компания сможет стать собственником части добываемых ресурсов, что делает эффективнее продажи иранских углеводородов чужими руками, это особенно важно для возврата Ирана на мировой рынок нефти.
- Возможность роста R-фактора для зарубежного инвестора в зависимости от геологической сложности и трудности разработки месторождения, что позволит вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) нефти и газа.
- Она заменит прежнюю систему обратного выкупа, при которой Иран платил инвестору фиксированную цену за добытые углеводороды. Теперь Национальная иранская нефтяная компания (НИНК) будет создавать совместные предприятия с иностранными компаниями и получать часть прибыли. Основное внимание будет уделяться повышению извлекаемости запасов.

Но при этом необходимо отметить риски и недостатки новой модели для иностранных инвесторов:

- Слишком большая, до 51% доля участия Ирана в СП,
- Все споры рассматриваются в суде иранской юрисдикции.

Модели контрактов, представленные сегодня, не являются идеальными, но они эффективны для обеих сторон. Чтобы продолжить играть роль важного поставщика нефти, Иран надеется на сотрудничество с надежными международными нефтяными компаниями в такой ситуации, когда все останутся в выигрыше. При этом министр нефти и энергетики Ирана подчеркнул, что у Ирана даже нет никаких проблем или возражений против участия американских компаний. Иран питает большие надежды на увеличение добычи нефти в ближайшие годы с 3 млн. баррелей в настоящее время до 5 млн. к концу десятилетия.

185 млрд. долларов инвестиций в нефтяную, газовую и нефтехимическую отрасли Иран планирует привлечь до 2020 года.

Список использованной литературы:

1. BP Statistical Review of World Energy 2015.

2. Геополитика - новости.статьи.аналитика. (Сложная нефть Ирана) Электронный ресурс [<http://geo-politica.info/slozhnaya-neft-irana.html>]
3. Aye Katebi , Oil and gas Contracts in Iran , Petroleum university of Tehran .May, 2014
4. BBC русская служба, Иран планирует заключить нефтяные контракты на 30 млрд. долларов , 29 ноября 2015 [Электронный ресурс: http://www.bbc.com/russian/business/2015/11/151129_iran_oil_new_contract]
5. Бобров, М.А, Власти Ирана утвердили новую модель нефтяных контрактов Ср, 13 2016 , [Электронный ресурс: <http://teknoblog.ru/2016/07/13/64894>]

Инновационно-технологическое развитие нефтегазовых компаний в условиях неопределенности внешней среды

1. Технологический фактор и нарастание неопределенности внешней бизнес – среды нефтегазовых компаний

Среди разнообразных факторов трансформации внешней бизнес – среды крупных нефтегазовых компаний в направлении радикальной неопределенности прорывным инновациям и технологиям принадлежит все более заметная роль. За последнее десятилетие технологические достижения в области разведки, разработки, повышения эффективности добычи углеводородных ресурсов продемонстрировали беспрецедентные возможности, став, по сути дела, самым мощным драйвером глобальных изменений в структуре и моделях функционирования как нефтегазовой отрасли в целом, так и отдельных ее сегментов. На сегодняшний день нет ни одного сколько-нибудь заслуживающего внимания прогноза или сценария развития мировой нефтегазовой отрасли, в котором технологиям отводилась бы второстепенная роль. Не стал исключением и последний прогноз ПАО «ЛУКОЙЛ» от 2016г., в котором оценивается сложившееся состояние мировой нефтегазовой отрасли (1):

«В результате оптимизации затрат компаниями из-за низких цен на нефть в 2014–2016 годах произошло снижение порога окупаемости для новых добычных проектов в среднем на 15%. Среди основных факторов снижения затрат можно назвать девальвацию национальных валют, *снижение цен на услуги подрядных организаций и совершенствование технологий добычи* (выделено авторами). Снижение затрат в наибольшей степени коснулось проектов на глубоководном шельфе и проектов по добыче сланцевой нефти в США... Благодаря внедрению инновационных технологий добыча сланцевой нефти с 2010 по 2015 год выросла в 10 раз».

Более чем 150-летняя история нефтегазовой отрасли показывает, что ее развитие на основе частного предпринимательства предполагает наличие трех условий: доступ к запасам углеводородов, доступ к финансовым ресурсам и доступ к технологиям. При различных состояниях внешней бизнес – среды на передний план выдвигается, как правило, один из этих трех факторов. Например, в период мирового кризиса 2008-2009 годов наиболее критичным для нефтегазовых компаний был доступ к финансовым ресурсам. Современный кризис 2014-2016 годов, имеющий в значительной степени технологическую природу, дает веские основания утверждать, что для современного состояния внешней бизнес – среды характерно нарастание роли фактора доступа нефтегазовых компаний к передовым технологиям по всех звеньях вертикально – интегрированной цепочки создания стоимости.

Развитие мировой нефтегазовой отрасли в XXI веке во многом обеспечивалось расширяющимся доступом к нетрадиционным углеводородным ресурсам за счет инноваций и новых технологий. Именно технологическое развитие изменило способы и методы поиска ресурсов, открыло путь к освоению шельфовых месторождений, сланцевых залежей и битуминозных песков, существенно повысив эффективность и безопасность реализации проектов в сфере добычи нефти и газа. Несколько технологических прорывов и многие сотни инноваций привели к существенному увеличению коэффициентов нефтеотдачи с 15% в начале XX века до 70% по некоторым проектам в XXI веке (2).

При этом следует подчеркнуть: инновации и технологии превратились в объект жесточайшей конкурентной борьбы между глобальными международными и сервисными, а также крупнейшими национальными нефтегазовыми компаниями за технологическое лидерство, дающее не только экономические выгоды за счет преимущества «первого хода», но и ставшее мощным инструментом их международной экспансии. Нефтегазовые компании всех трех перечисленных выше групп демонстрировали в последнее десятилетие

существенный рост инновационной активности, наращивая ресурсную базу НАОКР, ведя активные поиски совершенствования форм организации и методов управления проведением своих обширных исследовательских проектов и программ разработки новых технологий.

В 2011 году произошло знаковое событие: впервые за всю историю промышленных НАОКР в нефтегазовой отрасли национальные нефтяные и нефтесервисные зарубежные компании обошли по уровню инновационной активности международные нефтяные компании, на протяжении многих лет остававшиеся своеобразными «технологическими монополистами» на глобальном рынке углеводородных ресурсов (см. Рисунок 1).

Рисунок 1. Национальные нефтяные и зарубежные нефтесервисные компании – новые лидеры в финансировании НАОКР второго десятилетия XXI века.

Источник: Espacenet, «Эксперт», 2011.

2. Место российских нефтегазовых компаний в международной системе «технологического разделения труда»

Что же касается российских нефтегазовых компаний, особенно – с государственным участием, то долгие годы они оставались «за скобками» глобальной технологической конкуренции, предпочитая идти своим путем. Россия по существу создала особую модель научно-технического развития отрасли с доминирующей ролью государства и закрытой системой корпоративных инноваций. Эта модель ориентирована в основном на внутренние интеллектуальные ресурсы нефтегазовых компаний. Они используются главным образом для нужд инновационного обслуживания базовых бизнес – процессов в целях их фрагментарного улучшения, расшивки узких мест, незначительных усовершенствований и поддержания эффективности в условиях истощения запасов традиционных углеводородных ресурсов. Возможности такого подхода весьма ограничены, не говоря уже о том, что он вступает в противоречие с новым качеством конкурентной внешней бизнес – среды.

Вместе с тем с точки зрения прорывных, радикальных отраслевых инноваций российские компании оказались в роли простых потребителей западных пионерных технологий. Технические решения, которые позволили нарастить добычу нефти в последние десять лет, – гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, использование эффективных

реагентов, компьютерное моделирование для анализа поведения нефтяных залежей 4D,- были разработаны на Западе и позаимствованы в России (2).

По данным Министерства промышленности и торговли РФ, зависимость российских нефтяников от западного оборудования с учетом скрытого импорта (когда услуги оказываются российскими «дочками» зарубежных компаний) доля импортного оборудования и технологий в целом по отрасли достигает 80%. А по отдельным категориям, таким как оборудование для шельфовых проектов или программное обеспечение, может превышать 90%. В результате российский нефтегазовый сектор по факту оказался на обочине инновационных процессов, происходящих в мировой нефтегазовой отрасли.

В условиях открытого глобального рынка любая российская компания могла получить качественный сервис на базе современных технологий разведки и добычи нефти от мировых грандов отрасли. Ориентируясь на готовые и проверенные технологические решения, отечественные компании минимизировали свои технологические риски. Однако соразмерно нарастал риск другого рода – постепенно превратить свой бизнес в примитивную производственную платформу, используемую в качестве объекта приложения чужих технологических платформ. В рамках подхода «зачем разрабатывать самим, когда можно купить» российские компании ежегодно вынуждены все большую долю причитающейся им нефтегазовой ренты уступать в виде инновационной ренты зарубежным поставщикам технологий, финансируя инновационное развитие своих западных конкурентов и таким образом закрепляя их технологическое превосходство в обозримой перспективе.

Если рассматривать условную модель инновационно-технологического потенциала современной крупной нефтегазовой компании, то в его структуре можно выделить ЧЕТЫРЕ взаимосвязанных и взаимозависимых блока: генерирующий, абсорбирующий, адаптирующий и коммерциализирующий потенциал инноваций – Рисунок 2. На схеме они условно показаны как равновеликие, хотя в зависимости от стратегической позиции НГК относительно инновационного развития сочетание их размерностей может быть различным.

Рисунок 2. Инновационный потенциал (ИП) крупной нефтегазовой компании: структурные составляющие и их взаимодействие.

Источник: составлено авторами.

Генерирующий потенциал инноваций – это способность НГК создавать новые знания и компетенции для кардинального преобразования бизнес – процессов в целях повышения их

экономической эффективности и диверсификации производства с учетом изменений во внешней бизнес - среде. Данная способность напрямую связана с корпоративной моделью Системы Управления Знаниями (СУЗ) и развитостью механизмов мотивации персонала.

Абсорбирующий потенциал инноваций - это способность НГК к масштабированию инноваций, как собственных, так и заимствованных, путем их тиражирования в максимально возможных объемах инновационной продукции – товарах, работах, услугах. Первостепенную роль в данном случае играют эффекты масштаба и умение топ - менеджмента НГК ими воспользоваться наиболее эффективным образом.

Адаптирующий потенциал инноваций – это способность НГК видоизменять и приспособливать инновационные решения (свои и заимствованные) к специфике собственных бизнес – процессов, а также их организационных особенностей.

Коммерциализирующий потенциал инноваций – это способность НГК извлекать максимальную добавленную стоимость из применяемых инновационных решений, обеспечивать максимальную продолжительность жизненного цикла инноваций за счет пролонгации его эксплуатационной фазы.

При этом инновационная добавленная стоимость может в НГК создаваться двумя путями – как посредством интегрирования инновации в бизнес – процесс, так и в чистом виде, путем прямого превращения нового знания в товар в виде патентов, лицензий, ноу-хау и других (Рисунок 3). В нефтегазовых компаниях - лидерах инновационной активности эти два способа успешно сочетаются по времени и масштабам.

В мировой практике инновационной деятельности крупных предпринимательских структур хорошо известен феномен разрыва между генерированием и коммерциализацией инноваций, когда основной поток инновационной добавленной стоимости присваивается не той компанией, которая разработала пионерное инновационное решение или технологию, а той, которая их масштабировала и вывела на рынок, т.е. коммерциализировала. Два этих процесса, как правило, требуют выработки совершенно разных корпоративных культур и поэтому лишь единицам крупных инновационно активных компаний мировой нефтегазовой отрасли удастся сочетать высокую эффективность генерирования инноваций и технологий с их успешной коммерциализацией, на Рисунке 2 – модель ИП [1 + 2].

Рисунок 3. Два способа генерирования добавленной стоимости посредством инноваций в нефтегазовой компании с высокой инновационной активностью.

Источник: составлено авторами.

Сформулируем три принципиальные особенности модели ИП, представленной авторами на Рисунке 2, отражающие особенности его функционирования в реальности.

Во-первых, инновационный потенциал НГК не есть простая сумма четырех его составных частей. Способность НГК к генерированию, абсорбированию, адаптации и коммерциализации инноваций должны взаимно дополнять друг друга, иными словами, продуцировать синергию.

Во-вторых, указанные выше блоки ИП не являются взаимозаменяемыми. Каждый несет свою функциональную нагрузку и занимает особое место в инновационном процессе.

В-третьих, мощный инновационный потенциал, созданный НГК, не является гарантией высокой эффективности ее инновационно – технологического развития. Все зависит от уровня системы управления корпоративным ИП, использованию в ней лучших мировых практик.

Уровень инновационной активности российских нефтегазовых компаний (с учетом накопленного ими ИП) системно отстает от среднемирового уровня (3, 4), не говоря уже о лучших мировых практиках нефтегазовых компаний (Рисунок 4).

Рисунок 4. Сравнительный анализ инновационной активности и технологического уровня российских и зарубежных нефтегазовых компаний.

Источник: адаптировано авторами по данным НК «ГАЗПРОМНЕФТЬ» за 2011 год

В левой части Рисунка 3 приведены данные об удельных затратах на НИОКР в сегменте “up-stream” в расчете на одну тонну разведанных запасов и объемов текущей добычи углеводородных ресурсов в нефтяном эквиваленте по компаниям. Этот показатель не идеален для измерения уровней инновационной активности НГК, поскольку оставляет в стороне вопрос об эффективности указанных затрат. Тем не менее, он обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными показателями расходов на НИОКР к объему продаж или к обороту. Нефтегазовую отрасль в сегменте “up-stream” можно рассматривать как моно - продуктовую и тем самым элиминировать влияние различий в диверсификации производства по компаниям на измерение их инновационной активности. Приведенный выше натурально - стоимостной показатель (в нефтяном эквиваленте) дает более высокую точность сравнений.

В правой части Рисунка 3 построена Матрица технологического уровня нефтегазовых компаний с учетом уровня их инновационной активности. По осям отмечены уровень разработки и внедрения собственных технологий и уровень импорта и адаптации чужих технологий относительно медианных значений этих двух уровней. Российские компании показаны единым блоком, отражающим их общее стратегическое позиционирование в международном технологическом разделении труда к началу второго десятилетия XXI века.

3. Причины низкой инновационной активности российских нефтегазовых компаний

Коммерческие инновации, как правило, не появляются у тех компаний, у которых и так всё хорошо, поскольку поиск и внедрение новых решений — это слишком затратный и рискованный процесс, имеющий смысл только в ситуации, когда существующие решения и бизнес - процессы не позволяют в обозримой перспективе продолжать конкурентную борьбу. Однако текущий кризис нефтегазовой отрасли имеет не финансовую, а технологическую природу. Широкое внедрение технологий добычи сланцевой нефти и газа фундаментально изменило структуру отрасли, позволив независимым игрокам массово входить на рынок и выходить из него в зависимости от текущей конъюнктуры. К этому добавляются и другие технологические факторы, все более угрожающие традиционной нефтегазодобыче: в частности, это альтернативные источники энергии и электромобили.

Таким образом, традиционные нефтегазовые компании впервые за долгое время столкнулись с риском долгосрочного снижения прибыльности и вынуждены искать новые технологические решения для продолжения конкурентной борьбы в условиях новой, пока еще не вполне прояснившейся, технологической парадигмы. Все глобальные игроки вынуждены заниматься исследованиями и инновациями: в спектре от альтернативных источников энергии до значимых улучшений существующих технологий добычи (5). Российские нефтегазовые компании в этом смысле не являются исключением.

Инвестиции российских компаний в НИОКР отстают от мировых лидеров, но ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «ТАТНЕФТЬ» в целом выглядят на их фоне довольно прилично. Более того, ПАО «НК «Роснефть» в последние годы резко нарастила расходы на НИОКР и вышла по этому показателю в мировые лидеры, хотя эффект от роста расходов на наблюдаемые показатели — например, количество патентов — пока не виден. В случае же ПАО «ТАТНЕФТЬ» расходы на НИОКР приносят довольно большое количество патентов.

Для анализа причин низкой инновационной активности российских нефтегазовых компаний прежде всего сформулируем гипотезу о ключевых факторах, способных оказать значительное влияние на масштабы выделения ресурсов на программы НИОКР, разработку и адаптацию собственных и заимствованных технологий для совершенствования базовых бизнес - процессов во всех сегментах цепочки создания стоимости российских НГК. Это:

1. Состояние ресурсной базы, обеспеченность запасами.
2. Финансовое положение российских НГК, их финансовая устойчивость.
2. Структура текущих затрат – ОПЕХ.
3. Модель недропользования.
4. Модель налогообложения.
5. Экспортная ориентированность сегмента “up-stream” отрасли.

Повышение доли трудно - извлекаемых запасов (ТИЗ) в общей структуре ресурсной базы крупных нефтегазовых компаний представляет собой общемировой тренд, который имеет прямое отношение и к российским НГК, но проявляется по отношению к ним в более мягкой форме. Обеспеченность их запасами традиционной нефти - даже при условии ускоряющегося нарастания истощенности разрабатываемых месторождений, - продолжает оставаться очень высокой. К тому же возможности применения МУН при более

благоприятной мировой макроэкономической ситуации существенно увеличат КИН и общую ресурсную базу.

При этом отсутствие инноваций в российской нефтегазовой отрасли уже в среднесрочной перспективе может привести к существенному падению добычи. Так, согласно прогнозам, содержащимся в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. уже через 10 лет между сценариями готовности и неготовности российских нефтяных компаний разрабатывать запасы трудноизвлекаемой и шельфовой нефти появится разрыв объемом 32 млн. т, то есть 6% от общего объема добычи. В текущих ценах на нефть это расхождение означает совокупную выручку в размере около 12 млрд. долл. США в год (5).

Россия обладает существенным потенциалом по наращиванию добычи при условии активного применения МУН. В случае достижения показателя КИН США извлекаемые запасы нефти в России могут быть увеличены на 30 млрд. баррелей (1). Стало быть, текущее состояние ресурсной базы позволяет российским НГК по-прежнему сохранять умеренные инновационные позиции: ориентироваться на экстенсивные формы технологического прогресса, основанные на рутинных НИОКР, поддерживающих жизнеспособность традиционных базовых технологий. Необходимость в передовых технологиях разработки и добычи углеводородов нарастает, но эти потребности «закрывают» зарубежные сервисы.

Неустойчивое финансовое положение нефтегазовых компаний, как показывает мировой опыт, может стать веской причиной сокращения их инновационной активности. Программы НИОКР, особенно пионерных, становятся первой статьей экономии капитальных и текущих затрат, когда цены на нефть и газ снижаются. Только несколько крупнейших НГК, претендующих на глобальное инновационное лидерство, позволяют себе формировать бюджет НИОКР вне зависимости от сложившегося уровня цен на углеводороды. Все это, однако не имеет прямого отношения к российским НГК. Их инновационная активность оставалась на низком и в периоды подъемов, когда конъюнктура была исключительно благоприятной, и в периоды низких цен. При этом финансовая устойчивость российских НГК, поддерживаемая усилиями государства, сохраняла вполне конкурентный уровень.

Чтобы убедиться в этом, рассмотрим значения основных финансовых коэффициентов десяти крупнейших нефтегазовых компаний мира, в том числе – основных российских. Для этой цели были отобраны 10 нефтегазовых компаний: 7 российских компаний и 3 крупнейшие международные компании. В число российских компаний вошли ключевые игроки рынка, такие как ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ОАО «Лукойл», ПАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и АНК «Башнефть». Среди 3-х крупнейших международных компаний в данном анализе присутствуют BP plc, Royal Dutch Shell plc и Exxon. Для анализа был выбран период времени с 2009 г по 2015 г. Основываясь на информации из данных отчетов, были высчитаны 11 различных безразмерных коэффициентов, которые позволяют оценить и сравнить между собой финансово-экономическое состояние упомянутых нефтегазовых компаний в динамике за последние семь лет.

Ликвидность является первой из четырех групп коэффициентов «финансового здоровья» компании. Данный коэффициент демонстрирует способность компании платить по своим краткосрочным обязательствам. Очевидно, что данный коэффициент для финансово здоровой компании должен быть больше 1.

Рисунок 5. Коэффициенты ликвидности нефтегазовых компаний в 2009 – 2015 гг.

Источник: составлено авторами.

Как видно из Рисунка 5, все рассматриваемые компании (кроме ExxonMobil) демонстрируют хорошую ликвидность. Таким образом, можно утверждать, что в целом компании нефтегазового сектора обладают достаточной ликвидностью, и что кризис практически не повлиял на их ликвидность.

Коэффициенты финансового левериджа компании, определяются как отношение суммарного долга (кредиты, займы) компании к ее собственному капиталу и являются еще одной вариацией второго коэффициента «финансового здоровья» компании. Коэффициент финансового левериджа демонстрирует зависимость компании от внешних займов. При значении выше 1 внешние займы не могут быть погашены за счет собственного капитала. Высокие значения данного коэффициента сигнализируют о потенциальной опасности банкротства компании. По нашему мнению, значение коэффициента левериджа компании не должно превышать 1.

Рисунок 6. Коэффициенты финансового левериджа нефтегазовых компаний в 2009-2015 гг.

Источник: составлено автором.

В целом по отрасли все компании демонстрируют низкий финансовый леверидж. За исключением компании Роснефть (последние 2 года) и Башнефть (в 2014 г) данный коэффициент у всех компаний ниже 1 даже после начала нефтяного кризиса. Уровень внешнего долга компании Роснефть существенно вырос из-за покупки компании ТНК-ВР и вкпе с повышением курса доллара к рублю внешний долг также вырос в рублевом эквиваленте, что привело к росту коэффициента левериджа (выше 1). У остальных российских компаний леверидж ниже 1, а у таких компаний, как Сургутнефтегаз и вовсе минимален. В целом коэффициент левериджа российских компаний существенно ниже, чем западных.

Коэффициент финансовой устойчивости компании (КФУ) определяется, как отношение всех краткосрочных и долгосрочных обязательств компании к ее собственному капиталу и является расширенной разновидностью второго коэффициента «финансового здоровья» компании (левериджа). По нашему мнению, значение коэффициента финансовой устойчивости компании не должно превышать 1,5. В целом по отрасли все компании демонстрируют и хорошую финансовую устойчивость. За исключением компаний ВР и Роснефть (последние 2 года) данный коэффициент у остальных компаний ниже 1,5.

Еще один рыночный инструмент оценки эффективности текущей деятельности компании, который определяется, как отношение прибыли компании EBITDA (от англ. Earnings before interests, taxes, depreciation and amortization, прибыль до уплаты процентов, налогов и амортизации) к ее краткосрочным обязательствам. Данный коэффициент оценивает способность компании погашать свои краткосрочные обязательства по результатам своей текущей деятельности. Желательно, чтобы он был больше 2, так как у компании есть также другие долговые обязательства, и кроме того прибыль, учитываемую в этом коэффициенте, еще надо очистить.

Рисунок 7. Коэффициент финансовой устойчивости нефтегазовых компаний в 2009-2015 гг.

Источник: составлено авторами.

Рисунок 8. Коэффициент EBITDA/Краткосрочные обязательства нефтегазовых компаний в 2009-2015 гг.

Источник: составлено авторами.

У трех российских компаний данный показатель остался на уровне выше 2 после начала кризиса, а у остальных он снизился ниже 2. При этом это может объясняться как невысокой прибыльностью, так и сильной закредитованностью компаний с Роснефтью. Невысокая прибыльность российских компания говорит об уровне эффективности их работы, а низкая долговая нагрузка свидетельствует о невысоком уровне доверия к российским компаниям, их нежеланием брать кредиты под большие проценты.

Последним показателем «финансового здоровья» компаний является коэффициент рентабельности и определяется, как отношение чистой прибыли компании к суммарным активам компании. Данный показатель характеризует общую эффективность использования активов компании.

Рисунок 9. Коэффициент рентабельности (активов) нефтегазовых компаний в 2009-2015 гг.

Источник: составлено автором.

Большинство нефтегазовых компаний продемонстрировали до начала кризиса хорошую рентабельность на уровне 10-15%. При этом российские компании в среднем имеют показатели лучше западных, что связано с низкой себестоимостью добычи углеводородов в долларовом эквиваленте. При этом ВР и ГАЗПРОМ выделяются на общем уровне не в лучшую сторону. Отличную рентабельность активов демонстрирует Сургутнефтегаз, Башнефть и Татнефть.

Рентабельность российских нефтегазовых компаний до начала кризиса, да, и позже на фоне западных компаний выглядит очень прилично, что говорит о «финансовом здоровье» их бизнеса. То, что российские нефтегазовые компании относительно спокойно переживают кризис по сравнению с западными компаниями, также обусловлено плавающей ставкой НДПИ в отличие от Запада, где она фиксирована. Кризис еще раз подчеркнул неэффективность управления государственных нефтегазовых компаний в России, чья рентабельность существенно ниже рентабельности компаний с независимым менеджментом (Татнефть, Башнефть).

Исходя из совокупности приведенных выше финансовых коэффициентов, положение российских НГК на протяжении последних семи лет говорит о том, что их низкая инновационная активность не может быть обоснована низкой финансовой устойчивостью. Ее причины в наибольшей степени связаны с моделью налогообложения, структурой текущих затрат и экспортной направленностью сегмента “up – stream”. И поскольку эти факторы остаются неизменными, *государству приходится от стимулирования инноваций в нефтегазовом секторе переходить к использованию механизмов принуждения к инновациям.*

Правительство запустило новый этап работы с программами инновационного развития (ПИР) госкомпаний, который предусматривает их актуализацию и внедрение более эффективной системы оценки реализации с вовлечением в процесс экспертного сообщества. Обеспечить переход на такую модель поручил вице-премьер Аркадий Дворкович во исполнение поручений Председателя Правительства РФ Дмитрия Медведева. Разработка программ инновационного развития в госкомпаниях началась в 2011 году. По итогам первых пяти лет их реализации стало ясно, что система нуждается в совершенствовании: как в расширении требований к содержанию программ, так и в усилении контроля за их реализацией. Экспертиза программ инновационного развития шести компаний показала, что подход к выполнению ПИР остаётся достаточно формальным, а оценить эффект от потраченных на инновации средств невозможно из-за отсутствия увязки целей, мероприятий и КПЭ программ со стратегиями компаний и между собой. Кроме того, эксперты пришли к выводу, что инновационный блок в компаниях изолирован от остальной деятельности.

Поручения также предусматривают включение в состав КПЭ госкомпаний на 2016 год ключевого показателя эффективности инновационной деятельности. Речь идёт, в том числе, и о КПЭ долгосрочных программ развития. Таким образом, будет обеспечена увязка программы инновационного развития и долгосрочных программ развития компаний с госучастием. А для того чтобы повысить значимость инновационной деятельности для топ-менеджмента компаний, со следующего года показатели инновационной деятельности будут учитываться при определении вознаграждения руководства организаций. В состав КПЭ, которые применяются для мотивации топ - менеджмента, будут включены инновационные КПЭ с довольно большим весом — 20–25%, для нефтегазовых компаний с государственным участием -10%.

Выводы:

1. Импорт - ориентированное технологическое развитие отечественной нефтегазовой отрасли достигло пределов своей эффективности, вступило в противоречие с новым качеством неопределенности внешней бизнес – среды. Как следствие, наметился серьезный

разрыв между возможностями собственной научно-технической базы и теми вызовами, которые предъявляет новое состояние внешней бизнес – среды, а также – ресурсной базы российских нефтегазовых компаний.

2. В современных условиях российские нефтегазовые компании не имеют прочной и стабильной заинтересованности в развитии инновационной деятельности. Подавляющее большинство технологических проблем, с которыми сталкиваются компании, могут быть решены с использованием существующих отечественных и покупных зарубежных технологий.

3. «Принуждение к инновациям» является важным фактором, стимулирующим инновационное развитие, однако для данного этапа характерна высокая доля проектов на бумаге.

4. Создаются корпоративные системы управления инновационной деятельностью, однако большинство компаний находится в начале пути. Ощущается недостаток специалистов, способных эффективно управлять инновационной деятельностью как на уровне крупных компаний, так и на уровне отдельных инновационных проектов.

5. В РФ крайне мало число организаций, способных выполнять разработки на современном уровне. Корпоративные институты (если они есть) фокусируются на решении текущих задач. Способность ВУЗов и госнауки доводить работы до практического результата является скорее исключением, чем правилом. Эффективное развитие невозможно как без создания современных корпоративных центров, так и без кардинального подъема уровня науки в государственных институтах и ВУЗах.

6. Сравнение программ инновационного развития различных компаний выявляет дублирование проектов, выполняемых одними и теми же внешними исполнителями. Целесообразно развитие механизма научно-технических консорциумов (например, на базе технологических платформ)

7. На практике выявляется явное отставание уровня финансирования исследований и разработок в отрасли по сравнению с ведущими мировыми компаниями и странами. В 2012г. наметился поворот к резкому нарастанию финансирования инновационной деятельности крупнейших нефтегазовых компаний России: РОСНЕФТЬ направит на эти цели 52 млрд. руб. до 2015г., или 0,53% планируемой выручки.

8. Введение санкционного режима против российских НГК поставило под угрозу реализацию крупнейших проектов освоения новых нефтегазоносных провинций РФ (шельф, глубоководье, ТИЗы «баженовской свиты»), лишив тем самым отрасль будущих «точек роста». Программа импортозамещения – тяжелая расплата за пренебрежение инновациями в «тучные годы».

Список использованной литературы

1. «Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 года». Прогноз ПАО «ЛУКОЙЛ», 2016.
2. В.Ю. Силкин. Инновационная политика в нефтегазовой отрасли: проблемы догоняющего развития. «Драйверы энергетики: инновации и передовые технологии», 46 Вып. 6, 2014.
3. Т. Погодаева, Д. Шарапова, И. Казанцева. Инновационное развитие России: роль нефтегазового бизнеса. «Бурение и Нефть». Ноябрь 2015г.
4. В.Г. Зинов, В.А. Коцюбинский. Технологическое развитие российских компаний нефтегазового сектора. «Инновации», N 7 (201), 2015г.
5. Национальный доклад об инновациях в России. Предварительная версия. 2016.

Часть II. Рынки природного газа

Конопляник А.А.

COP-21: цель или средство? Возможные последствия для России и международных рынков нефти и газа (размышления вслух на заданную тему)

Парижское соглашение по климату — это соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующее меры по снижению выбросов парниковых газов в атмосферу с 2020 года. Оно подготовлено взамен Киотскому протоколу, принято консенсусом в ходе Конференции в Париже 12 декабря 2015 г.¹⁰ Соглашение подписано 22 апреля 2016 г. и вступило в силу 04 ноября 2016 г.¹¹ То есть стало частью системы международного права, хотя и «мягкого» права.

1. В чем предмет для обсуждения?

Возникает вопрос, в чем предмет для обсуждения этой темы? Ведь если мы это соглашение подписали, это свидетельствует о наших (России) намерениях его ратифицировать, то есть применять на практике. Поскольку я работал над подготовкой к заключению ряда международно-правовых соглашений и довольно долго трудился в представительной (более 50 стран-членов) международной организации, сформированной на основе многостороннего международно-правового соглашения, то для меня понятна (в том числе «изнутри») логика формирования структуры, переговоров, подготовки к подписанию и его организации, а также осмысления участниками — до и после подписания, в период подготовки к ратификации странами-членами, — многосторонних международных соглашений.

До момента подписания соглашения наиболее заинтересованные игроки (основные его потенциальные бенефициары), которые, как правило, и являются основными движителями процесса его подготовки, концентрируют внимание остальных участников переговорного процесса (равно как и общественное мнение — международное и в своих странах) в основном на оценке позитивных элементов будущего соглашения. Поэтому по мере приближения к завершающей фазе подготовки любого соглашения цель быстрее его подписания, и поэтому быстрее нахождения взаимоприемлемых (или кажущихся взаимоприемлемыми) для всех стран-участниц развязок по остающимся спорными, непоясненными до конца, вопросам — иначе говоря, «фактор скорости», начинает доминировать над «фактором эффективности», каковым является детальное прояснение обоснованных озабоченностей стран-участниц и нахождение по ним действительно взаимоприемлемых и сбалансированных компромиссов. Поэтому на завершающей стадии подготовки многосторонних соглашений «фактор скорости» может стать доминирующим над «фактором эффективности».

Когда же подписанное странами-участницами соглашение поступает на ратификацию в парламенты этих государств, зачастую наступает процесс переосмысления достигнутого результата, когда, во-первых, фактор времени («фактор скорости») перестает довлеть, а во-вторых, перестает работать в явном виде «эффект коллективного участника» (грубо говоря,

¹⁰ Отсюда и расхожее название «COP-21» (Conference of Parties - 21), поскольку принято на 21-й конференции стран-участниц, которая состоялась как раз в Париже

¹¹ На 30-й день после ставшей ключевой ратификации ЕС 04 октября 2016 г., когда оказался превышен порог вступления COP-21 в силу, т.е. его ратифицировало более 55 стран, на чью долю приходится более 55% суммарных выбросов стран-участниц.

«эффект толпы» - «быть как все»)¹². И тогда начинает уделяться большее внимание не только и не столько реальным и потенциальным плюсам, но и (возможно ранее не замечаемым – случайно или осознанно) реальным и потенциальным минусам, рискам, неопределенностям, которые могут смазать весь потенциальный положительный эффект данного многостороннего соглашения для данной индивидуальной суверенной страны. Вот именно такая стадия («момент истины») наступила сейчас для России в отношении СОР-21.

Поэтому важно обратить внимание широкой общественности на те риски и неопределенности в связи с возможными последствиями СОР-21 для России, которые, на мой взгляд, пока являются недооцененными в рамках, по крайней мере, публичной дискуссии, судя по публикациям в СМИ.

Наиболее заинтересованные игроки по подготовке СОР-21 (и основные потенциальные его бенефициары) – это, в первую очередь, страны, на которые приходится основная доля выбросов. Россия в этой сфере не находится на первых позициях, не является одним из «основных загрязнителей». Если в 2015 г. на долю США пришлось 17% мировых выбросов CO₂, на остальные страны ОЭСР – 21%, на долю Китая - 27%, прочих стран, не входящих в ОЭСР – 31%, то на долю России лишь 5%.¹³

Поэтому для нас (России) в данной ситуации важно критическое осмысление, грубо говоря, того, что подписали в Париже. Что для России означает СОР-21 по своим последствиям? Необходимо использовать процесс ратификационной процедуры (промежуток времени, на нее отводимый, - по некоторым высказываниям представителей властей это может быть период до 2019-2020 гг.) для критического осмысления всех возможных, - концентрируясь в первую очередь на возможных негативных, - последствий ратификации СОР-21 для России. Как эти последствия впишутся в систему наших национальных интересов.

Цель Парижского соглашения (статья 2): «активизировать осуществление» Рамочной конвенции ООН по изменению климата, в частности, удержать рост глобальной средней температуры «намного ниже» 2 °С и «приложить усилия» для ограничения роста температуры величиной 1,5 °С. Это не есть обязательство категории «жесткого права» (“hard law obligation”), обязывающее стороны обеспечить результат в терминах «Стороны обязаны» (“the Parties shall”). Это - мягкое обязательство категории «мягкого права» (“soft law obligation” – Стороны «обязаны стремиться» (the Parties shall endeavour), поскольку в СОР-21 нет инструментов принуждения для обеспечения достижения этой цели. Но далее написано, что странам-участницам необходимо приложить усилия для ограничения роста температуры величиной 1,5 °С, т.е. им предлагается самостоятельно взять на себя более радикальную, более жесткую и более амбициозную задачу по уходу от традиционной энергетики в сторону энергетики низкоуглеродной, построенной на более широком применении ВИЭ.¹⁴

Стороны Парижского соглашения стремятся («должны стремиться») как можно скорее достичь глобального пика выбросов парниковых газов. Они определяют свои вклады в достижение декларированной общей цели в индивидуальном порядке, пересматривают их

¹² Конечно, не стоит сбрасывать со счетов и возникающие на этой стадии факторы внутривнутриполитического свойства, когда предстоящая ратификация того или иного международного соглашения, особенно многостороннего, особенно по вопросам, которые на слуху у избирателей (например, охраны окружающей среды и/или изменения климата), становятся элементом (иногда разменной картой) внутривнутриполитической борьбы в той или иной стране, особенно в канун тех или иных (парламентских ли, президентских ли) выборов.

¹³ по данным ВР (цит. по: Л.М. Григорьев. «Рациональное и политическое в мировой энергетике». // Выступление на 174-м заседании Международного постоянно действующего открытого научного семинара "Экономические проблемы отраслей ТЭК (Семинар А.С. Некрасова)", ИНП РАН, 06.12.2016).

¹⁴ Радикалы говорят об их доминирующем применении, экстремисты – о полномасштабной замене ими органического топлива.

раз в 5 лет. Каждый последующий национальный вклад будет представлять собой продвижение вперед сверх текущего определяемого на национальном уровне вклада и отражает как можно более высокую последовательную амбициозность вклада каждой Стороны в достижение общей цели по снижению выбросов.

В системе «мягкого права» не предусматривается никакого механизма принуждения, как в отношении декларирования национальных целей, так и в обеспечении обязательности их достижения. Здесь начинает работать эффект коллективного поведения «Кто не с нами, тот против нас». То есть если вы это соглашение подписали, то давайте действовать вместе с нами (эффект коллективного поведения – или, грубо говоря, вышеупомянутый «эффект толпы»), чтобы не оказаться изгоем (не выступить против общей тенденции поведения). Или, на худой конец, «не потерять лицо» («а чем Вы раньше думали?»). Таким образом, осуществляется определенное коллективное давление на всех участников, чтоб они как можно быстрее в добровольном порядке (формального принуждения нет) не только подписались под этим соглашением, но и начали его выполнять, беря на себя все более амбициозные задачи по его реализации не обязательно раз в 5 лет, но может быть даже чаще.

2. Современная парадигма: Хубберт-Хотеллинг-Шевалье.

С моей точки зрения, COP-21 есть важнейший фактор неопределенности в мировой энергетике, ибо его реализация (особенно если ускоренными темпами) может радикально поменять современную парадигму развития мировой энергетике. Поэтому сегодня важно оценить не только возможные плюсы COP-21, о чем много говорится его сторонниками, но и возможные минусы, риски, неопределенности его применения, о чем вообще мало говорится.

Каковы эти вызовы и риски? Начнем с описания того, какая у нас существует сегодня парадигма развития энергетике, и какая парадигма может сложиться в будущем под воздействием мер по реализации COP-21, в чем эта новая парадигма может заключаться.

Существующая парадигма развития мировой энергетике сформирована вследствие того, что это развитие (как на мировом, так и на национальном уровне в рамках нашей страны) происходит за счет опоры на природные невозобновляемые энергетические ресурсы (НВЭР). Поэтому данная парадигма исходит из предположения, что в будущем возможно ограничение со стороны предложения первичной энергии из-за ограниченности ее природного ресурсного потенциала.

Три основных закономерности (принципа), лежащие в основе (моего понимания) этой парадигмы (которые ассоциируются у меня с тремя следующими именами/персоналиями):

1) «Кривая Хубберта» (колоколообразные кривые динамики освоения невозобновляемых энергетических ресурсов), на основе которой сформировалась теория «пиковой нефти», которая имеет две различных интерпретации (выражаемые представителями двух «школ мысли»):

- «геологическая»: физические пределы росту энергопроизводства существуют, и они наступят очень скоро, исходя из современной оценки экономически доступных для освоения ресурсов,

- «экономическая»: даже если пределы эти наступят, то не сейчас, а за пределами того горизонта прогнозирования, которое мы можем позволить себе, опираясь на современный (текущий) и следующий за ним технологический уклад. Текущий уклад – это сегодняшние технологии, которые находятся в коммерческом использовании. Следующий уклад – это технологии, которые находятся сегодня на стадии НИОКР, и которые будут использоваться (коммерциализироваться) в рамках следующего глобального инвестиционного цикла. Поэтому на ближайшие два глобальных инвестиционных цикла (на мой взгляд, как представителя «экономической школы») достижение пика «кривой Хубберта» нам не грозит, он постоянно сдвигается вправо вверх.

2) «Правило Хотеллинга», которое говорит о том, что будущая ценность или стоимость природного НВЭР в недрах с течением времени растет, причем не менее, чем на величину банковского процента.

Обе концепции - и Хубберта, и Хотеллинга - действовали и пока действуют в сторону повышения будущей стоимости (ценности) энергоресурсов в недрах, по крайней мере, начиная с рубежа 1960х-1970х гг., т.е. с момента т.н. (в моей терминологии) «перелома Шевалье».

3) Закономерность, которую я называю «перелом Шевалье», описывает, что фаза снижения предельных и средних издержек по разведке и добыче нефти/углеводородов в мире сменилась на рубеже 1960х-1970х гг. фазой их возрастания. С тех пор два фактора (природный фактор и фактор НТП) по разному влияют (т.е. действуют в противоположные стороны) на динамику издержек разведки и добычи природных НВЭР, в результате чего их рост происходит по синусоиде. Эволюционный НТП лишь замедляет рост издержек разведки и добычи, который происходит под воздействием неблагоприятных природных условий вводимых в хозяйственный оборот новых месторождений. Революционный НТП на определенных этапах может перевешивать негативное воздействие природного фактора и поэтому на какое-то время может снижать предельные и средние издержки разведки и добычи. Но в любом случае, на длинном тренде это будет повышательная тенденция – рост издержек по синусоидальной траектории (если речь идет о «традиционных» НВЭР).

Обе концепции на предыдущих этапах экономического развития не предполагали (не принимали во внимание) возможные ограничения со стороны спроса. Пожалуй, первым широко известным и растиражированным ответом оппонента теории «пика нефти» (в ее «геологической» интерпретации) была брошенная им в 1972 г. и широко растиражированная впоследствии фраза тогдашнего (в период с 1960 по 1985 гг.) Министра нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии шейха Ямани в ответ на Первый Доклад Римскому клубу «Пределы роста» (Медоуз и др.): «Каменный век закончился не потому, что закончились камни, и нефтяной век закончится много раньше, чем в мире кончится нефть...».

Похоже, сегодня мы пришли к пониманию приближения к этому моменту.

3. Как изменится парадигма в результате COP-21?

Как изменится нынешняя парадигма развития энергетики в случае реализации Парижского соглашения?

Две независимые команды (Международное Энергетическое Агентство - МЭА) и Международная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК), работающая в рамках соответствующей Конвенции ООН, в 2012-2014 гг. посчитали и пришли к выводу, что накопленный будущий объем выбросов CO₂ от освоения текущих доказанных извлекаемых запасов (ТДИЗ) НВЭР/органического топлива¹⁵ в три (МЭА) или три-четыре (МГЭИК) раза превышает верхний предел разрешенных выбросов, которые были согласованы в Париже в рамках достижения целей устойчивого развития (удержание глобального потепления в рамках 2°C). Таким образом, для того, чтобы достичь этой поставленной в COP-21 задачи, без широкомасштабного применения технологий улавливания и хранения углерода¹⁶, мировому сообществу дозволительно использовать до 2050 г. не более 1/3 (по расчетам МЭА) или 1/3-1/4 (по расчетам МГЭИК) мировых ТДИЗ НВЭР.

В этих условиях новая парадигма развития энергетики может представляться примерно следующей (ведь если появляются новые ограничения со стороны спроса, вызванные добровольно установленными странами COP-21 ограничениями по выбросам, то

¹⁵ В рамках технологических цепочек от добычи до конечного потребления каждого НВЭР (уголь, жидкое топливо, газ) в каждой энергетической/неэнергетической сфере их использования.

¹⁶ т.н. технология CCS (carbon capture & storage)

далее, в результате «эффекта домино», начинается цепочка неизбежных взаимообусловленных последовательных последствий). Главное – не все ТДИЗ НВЭР оказываются востребованы мировой экономикой. Следовательно, вместо «теоремы Хотеллинга» начинает работать «анти-теорема Хотеллинга», что означает, что ценность и стоимость НВЭР в недрах будет не расти (по Хотеллингу), а должна снижаться из-за потенциальной невостребованности значительной части ТДИЗ НВЭР (то есть той части ресурсного потенциала, в подготовку которой к разработке – в их поиски и разведку, возможно уже и в обустройство, то есть в превращение «ресурсов» в «запасы», а их, в свою очередь, – в «производственные мощности по добыче», вложены уже существенные финансовые, материальные и нематериальные ресурсы). Это раскручивает маховик стимулов для быстрого срабатывания (извлечения и использования) ТДИЗ НВЭР. Это означает ускорение ожидания наступления эры «дешевой нефти», но не вследствие снижения технических издержек ее разведки и добычи в результате НТП, а в связи с тем, что общество осознанно будет готово платить за эти ресурсы все меньшую цену (эффект отложенного избытка предложения, когда производственные мощности по добыче превышают потенциальный спрос). Привет от Ямани!!!

Каковы возможные последствия вышеизложенного для России?

4. Последствия для России – нефть.

Сегодня на мировом рынке физической нефти выделяются три крупнейших игрока: страны ОПЕК во главе с Саудовской Аравией, США и Россия. Но если Россия и ОПЕК – это страны, добывающие «традиционную» нефть, то добыча жидкого топлива в США сегодня – это преимущественно добыча сланцевой нефти (и что особенно важно – с другим, нежели у «традиционной» нефти инвестиционным циклом). Авторское видение расположения этих производителей на глобальной кривой предложения нефти представлено на рисунке 1.

Российская «традиционная» и американский сланцевая нефть расположены сегодня в срединной части спектра, саудовская нефть – в левой нижней части кривой. Закономерен вопрос: «Где же (на какой части кривой предложения) они окажутся завтра?» Сохранят ли они свою конкурентную нишу в зоне востребованных (из-за ограничений по выбросам) для использования ТДИЗ, или переместятся в зону невостребованной их (ТДИЗ) части?

На мой взгляд, издержки добычи нефти в Саудовской Аравии останутся в зоне самых низких значений, т.е. в левой нижней части кривой предложения, в силу доминирующего влияния природного фактора. Добыча на замещающих месторождениях, за счет которых будет происходить (к тому же еще не скоро) возмещение выбытия действующих производственных мощностей по добыче в Королевстве, будет не намного дороже добычи на действующих мощностях. А вот издержки добычи американской сланцевой и российской «традиционной» нефти будут испытывать с течением времени противоположно-направленные смещения в рамках глобальной кривой предложения.

Издержки добычи сланцевой нефти в США будут, на мой взгляд, сдвигаться влево-вниз по кривой предложения в силу того, что добыча сланцевой нефти характеризуется принципиально иным инновационно-инвестиционным циклом, нежели аналогичный цикл в добыче традиционной нефти. Для сланцевой нефти он гораздо короче (2-3 года против 15-20 лет для «традиционной» нефти), характеризуется гораздо более крутопадающей «кривой обучения», и в рамках либеральной американской макроэкономической модели в ее применении к нефтегазовой отрасли постоянно генерирует инновации, ведущие к снижению издержек в рамках данной «кривой обучения» чуть ли не в режиме реального времени. Фактически этот инновационный цикл добычи сродни производственному циклу в обрабатывающих отраслях, позволяет работать в режиме своего рода «конвейера по

бурению» постоянным действующим инвестиционным механизмом по воспроизводству сланцевого жидкого топлива¹⁷.

Рисунок 1. Влияние сланцевой нефти США и COP-21 на глобальную «кривую предложения» нефти (порядок цифр)

В то же время, в нашей стране замыкающими баланс нефтедобычи будут месторождения традиционной нефти, освоение которых характеризуется длинным и потому инерционным инновационно-инвестиционным циклом, расположенные во все более и более сложных природных условиях, вдали от освоенных районов с развитой инфраструктурой. На их освоение будут накладываться макроэкономические издержки освоения новых территорий, формирования базисной инфраструктуры и т.п. Это будет вести к росту издержек вследствие природного фактора (особенно при сохранении государственной налоговой политики, определяемой не долгосрочной «философией развития», но краткосрочной, даже сиюминутной «философией мытаря»¹⁸). Поэтому перемещаясь вправо-вверх по кривой предложения, мы можем оказаться вытесненными в зону тех двух третей невостребованного ресурсного потенциала по текущим доказанным извлекаемым запасам. Необходимо реагировать на данные риски. В первую очередь – изменение инвестиционного климата в нефтегазовом комплексе и сопряженных с ним отраслях.¹⁹

¹⁷ А.Конопляник. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы. - «ЭКО», 2014, №5, с. 111-126; А.Конопляник. "The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective" (pp. 65-106). – in: "Handbook of Shale Gas Law and Policy"/ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016, 412 pp.

¹⁸ А. Конопляник. «Ножницы Кудрина», «серп Силуанова», что дальше? – «Нефть России», №10/2015, с.18-24 (часть 1); № 11-12/2015, с.10-15 (часть 2); он же. Бухгалтерская арифметика или экономика развития: Бюджетные проблемы с точки зрения налогообложения нефтегазовой отрасли. – «Независимая газета», Приложение «НГ-Энергия», 10.11.2015.

¹⁹ А. Конопляник. К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК. – «Нефтегазовая Вертикаль», №20/2015, с.52-55.

5. Последствия для России – газ.

По расчетам МЭА, 2/3 накопленного будущего объема потенциальных выбросов CO₂ от освоения ТДИЗ НВЭР приходится на уголь, 22% на жидкое топливо и 15% на газ. Возникает вопрос: если 2/3 выбросов связано с углем, а только 15% с газом, то почему основным объектом борьбы – якобы за климатическую повестку – в Европе стал российский газ? На мой взгляд, ответ надо искать в зоне ожидаемой конкурентной борьбы СПГ США против российского трубопроводного газа в Европе.

Многие эксперты и организации показали²⁰, что в нынешних условиях СПГ США может быть в Европе конкурентоспособен с Российским газом, только если учитывать лишь его текущие денежные затраты (SRMC/OPEX), и не учитывать полные затраты (LRMC/OPEX+CAPEX)²¹.

Это объяснимо. Все инвестиционные решения принимались по проектам СПГ США в период высоких цен на нефть. Все эти проекты были рассчитаны либо на получение Азиатской премии на рынке СПГ (после аварии на АЭС Фукусима в Японии в 2011 г., цены на СПГ в АТР держались устойчиво выше цен СПГ в других регионах и тем более выше цен на внутреннем рынке газа США), либо, в случае европейского рынка, на сохранение высоких мировых цен на нефть, которые через нефтяную идентификацию в российских долгосрочных контрактах обеспечивали высокие цены на Российский газ в Европе, который в условиях избытка предложения газа на рынке ЕС мог оказаться неконкурентоспособным по сравнению с американским СПГ, если бы тот поставлялся в Европу.

До начала 2016 г. (до начала экспорта СПГ из США) США представляли собой «энергетический остров». Рост добычи сланцевого газа вел к падению цен на него на внутреннем рынке США. Продолжение бурения (для сохранения лицензионных участков) велось преимущественно в рамках долгового финансирования. Поэтому сегодня эта отрасль существенно перекредитована в ожидании возможности начала экспорта и выхода СПГ США на внешние рынки с более высокими ценами, что должно было дать возможность начать уменьшать (в перспективе – погасить) накопленную задолженность американских компаний-производителей сланцевого газа. Они сегодня представляют самый большой сегмент на рынке «мусорных облигаций»²² США, т.е. финансовых инструментов со спекулятивными рейтингами (ниже «BB-»).

Однако в середине 2014 г. мировые цены на нефть упали вдвое, что резко изменило (ухудшило) перспективы конкурентоспособности СПГ США на экспортных рынках против газа с нефтяной привязкой (что против СПГ в АТР, что против трубопроводного – читай российского – газа в Европе)²³. Я не сторонник системы взглядов, что мировые цены на нефть вырастут и потащат за собой цены на газ и тем самым повысят конкурентоспособность СПГ США в Европе. Поэтому сегодняшняя ценовая ситуация на европейском рынке, при которой продажа СПГ США в Европе покрывает только его текущие денежные затраты (cash costs), будет сохраняться довольно долгое время.

²⁰ Соответствующие ссылки приведены, например, в: А. Konoplyanik. “US LNG vs Russian pipeline gas in the EU: to get rid of the rival?” // Presentation at the Free webinar “US LNG and European gas market”, organized by Vostock Capital prior to “LNG 2017 Congress Russia”, Moscow-London, 26.10.2016; он же. «Парижское соглашение по климату (COP-21): новые вызовы для мировой и российской энергетики. Приглашение к дискуссии» // Выступление на заседании Ученого Совета Фонда «Институт энергетики и финансов», Москва, 15 декабря 2016 г.

²¹ SRMC = краткосрочные предельные издержки, LRMC = долгосрочные предельные издержки, OPEX = эксплуатационные расходы, CAPEX = капиталовложения.

²² Облигационные займы – основной инструмент проектного/долгового финансирования.

²³ А. Конопляник, Джинсок Сун. 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», 2016, № 5-6, с. 11-19.

Поэтому в данных условиях возможная цель борьбы против российского газа в ЕС – это чисто прагматическая и утилитарная цель убрать конкурента американского СПГ в рамках сжимающейся конкурентной ниши для газа в ЕС, при которой в выигрыше оказывается та сторона, у которой ниже на целевом рынке «цена отсечения». А в паре «СПГ США – российский трубопроводный газ» на целевом рынке ЕС она ниже у последнего²⁴. И, отчасти, эта сжимающаяся конкурентная ниша для НВЭР является результатом той повестки, которую ставит Парижское соглашение по климату.

А раз так, и если невозможно «убрать конкурента» в «честной» борьбе, опираясь на работу «рыночных сил», то каким еще образом можно «убрать» этого конкурента? Создав ему административные и/или другие барьеры для доступа на рынок, чтобы искусственно ухудшить его (российского трубопроводного газа) конкурентоспособность в Европе. Или, например, создать ему неблагоприятный имидж – что он-де и не очень надежный, и не очень «чистый» (по экологии) источник поставок.

И тогда для меня складываются в одну группу (по причинам их возникновения):

- (1) и недавние различные западные исследования, с которыми мы сейчас разбираемся в рамках Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного Совета по газу Россия-ЕС (РГ2 КСГ), в которых показано, что российский газ, якобы, оказывается «самым грязным» в Европе по сравнению с алжирским, катарским, норвежским газом (мы разобрались в рамках РГ2 КСГ «ошибочности» этих выводов²⁵, но в европейское общественное сознание этот тезис уже вброшен),
- (2) и постоянно возникающие препятствия для строительства российских трубопроводов в обход Украины для повышения надежности (уменьшения транзитных рисков) поставок российского газа в ЕС²⁶ после завершения транзитного контракта с Украиной в 2019 г. в рамках сохраняющих свое действие после 2019 г. и продолжающихся вплоть до середины 2030-х гг. долгосрочных контрактов на поставку в ЕС, пункты приема-сдачи газа по которым находятся далеко в глубине Европы и в каковые пункты должны прийти обходные трубопроводы,
- (3) и вот уже в течение 7 лет нерешаемая стороной ЕС проблема полной загрузки газопровода ОПАЛ (сухопутного продолжения морского маршрута поставок российского газа в ЕС в обход Украины)
- (4) и постоянное муссирование тезиса о том, что-де российский газ является ненадежным источником поставок в ЕС, что является безусловной подменой понятий – вместо разговоров о России как о «ненадежном источнике поставок» речь должна идти о «ненадежном транзитном маршруте поставок российского газа в ЕС через территорию Украины», и др.

Отсюда же становится более понятной цель трансатлантической борьбы против всех обходящих Украину и инициированных Россией газопроводов: обоих «Северных потоков», бывшего «Южного потока», нынешнего «Турецкого потока», т.е. всех обходных маршрутов, которые дают России возможность минимизировать риски и затраты, связанные с решением сугубо экономической, правовой, финансовой задачи о выборе наиболее надежного маршрута доставки российского газа в ЕС (а значит, о будущей судьбе украинского транзита) после 2019 г.:

²⁴ См. материалы под сноской 11.

²⁵ Эти и другие материалы РГ2 КСГ можно посмотреть по адресу: <http://www.fief.ru/GAC.htm>

²⁶ Ибо контрактная ответственность за своевременную – по срокам, объемам, качеству и т.п. – поставку в пункты сдачи-приемки в ЕС российского газа лежит на поставщике.

- (1) в случае сохранения украинского транзита после 2019 г., необходимо – и это неизбежно - модернизировать украинскую газотранспортную систему (ГТС), ибо она была построена в 1970-е гг. и уже исчерпала свой ресурс. О последнем свидетельствуют непрекращающиеся аварии на этой ГТС, ремонты на которой происходят в режиме чрезвычайного реагирования и на кредиты международных финансовых институтов (ибо деньги, получаемые за транзит оператором украинской ГТС, расходуются на какие-то иные нужды). Но заинтересован ли экспортер, на котором лежит ответственность за доставку газа в ЕС, в модернизации устаревшей ГТС образца 1970-х гг. и сохранении украинского транзита (со всеми его растущими рисками и транзитными тарифами), при том, что Газпрому и/или любым иным российским институтам запрещено (в соответствии со специально принятым украинским законодательством) любое хозяйственное участие как в обеспечении деятельности Украинской ГТС, так и в контроле за эффективностью (в первую очередь – надежностью) ее функционирования. К тому же при сохранении украинского транзита необходимо модернизировать и соответствующую – гораздо более протяженную – проходящую по российской территории часть экспортного маршрута.
- (2) Поэтому разумной постановкой вопроса является сравнительная экономическая оценка альтернативных (по отношению к возможному сохранению украинского транзита после 2019 г.), уже более современных, рассчитанных на более высокое давление трубопроводов, напрямую – совсем без транзитного участка или с иным транзитным участком, который оценивается как менее рискованный, нежели украинский коридор, - соединяющих Россию и ЕС. Постановка вопроса тем более корректная, что происходит постепенное смещение основной производственной базы российской газодобычи с Надым-Пур-Тазовского района на Ямал.

Поэтому для меня понятно, что борьба против обходных маршрутов это де-факто непрекращающиеся попытки заставить Россию продолжать поставлять газ в ЕС через Украину и после 2019 г., что означает: с более высокими рисками, с более высокими затратами (что ухудшает конкурентные позиции российского газа против СПГ США в ЕС). А если Россию это не устраивает, то нам предлагают продавать наш газ на границе Украины с Россией, чтобы транзит российского газа через Украину сохранился и (вне зависимости от того, кому будет принадлежать титул собственности на этот газ на украинской территории) обеспечивал за счет транзитных тарифов финансовые поступления в украинскую казну. В противном случае (в случае обходных трубопроводов) финансовые потоки от транзита российского газа уходят с Украины и тогда для поддержки нынешнего политического режима Незалежной ей придется уповать не на доходы от транзита российского газа, а на донорскую помощь со стороны ЕС и США или подконтрольных им международных финансовых институтов, то есть на финансирование из средств американских и европейских налогоплательщиков, чего и ЕС, и США стремятся избежать, переложив бремя финансирования Украины опять на Россию. Для этого необходимо любой ценой сохранить украинский транзит.

6. А был ли мальчик?

Возвращаясь к COP-21, зададимся неpolitкорректным вопросом: насколько убедительно обоснована сама концепция необратимого ключевого влияния человека на негативное изменение климата. МГЭИК в 2014 г. пришла к выводу, *предположив*, что выбросы парниковых газов, вместе с другими антропогенными факторами **«весьма вероятно** (выделено мной – А.К.), являются **основной** (выделено мной – А.К.) причиной

наблюдаемого [глобального] потепления с середины 20-го столетия». То есть этот вывод носит предположительный характер.

Однако есть и другая точка зрения, которая *доказывает*, что антропогенное воздействие человека на окружающую среду не является основной причиной этого наблюдаемого явления. И эта альтернативная точка зрения мне весьма близка!

Специалистам в области солнечной радиации хорошо известен климатический цикл с периодом 178 лет (см. рисунок 2). Как известно, Земля вращается не вокруг Солнца, а вокруг центра масс Солнечной системы (ЦМСС), который несколько отстоит от центра Солнца и находится в непрерывном движении. В масштабах времени порядка десятилетий, отклонения ЦМСС от центра Солнца составляют величину, сопоставимую с диаметром Солнца. Поток солнечной энергии, получаемый Землей, зависит от расстояния Земли до Солнца, а не до ЦМСС. Если эти расстояния будут отличаться на диаметр Солнца, поток солнечной энергии будет варьироваться в долговременном масштабе на $\pm 27 \text{ Вт/м}^2$. Это **на ПОРЯДОК** (т.е. в 10 раз) **больше** чем приращение этого потока (2.4 Вт/м^2), которые МГЭИК назвала следствием антропогенно обусловленного возрастания парникового эффекта.

Рисунок 2. Глобальный климатический цикл

Источник: Крученицкий Г.М. Климатическая доктрина РФ и защита национальных интересов России. НЕУСТРАНИМЫЕ ПРОТИВОРЕЧИЯ (в печати); он же. Презентация на Круглом столе «Риски реализации Парижского климатического соглашения для экономики и национальной безопасности России». Аналитический центр при правительстве РФ, 19.07.2016; Крученицкий Г.М., Матвиенко Г.Г. Физические причины долговременной изменчивости глобальной температуры. "Оптика атмосферы и океана" (в печати).

То есть получается, что в рамках COP-21 мы, похоже, боремся не с главным фактором климатических изменений, а концентрируемся на борьбе с второстепенным, а может быть даже и с третьестепенным. И при этом 90% развернувшейся в связи с COP-21 дискуссии (по крайней мере текущей дискуссии в России²⁷) в итоге свелось к обсуждению величины и порядка взимания предлагаемого к введению налога на углерод. То есть дискуссия, похоже, сворачивает в русло, определяемое вновь «философией мытаря».

²⁷ Если посмотреть, например, материалы Круглого стола, проведенного Аналитическим центром при Правительстве Российской Федерации с участием Института проблем естественных монополий по обсуждению аналитического доклада «Риски реализации Парижского климатического соглашения для экономики и национальной безопасности России», Москва, 19.07.2016.

При этом, как пишут специалисты в области солнечной радиации, "имеющиеся на сегодня результаты наблюдения и заслуживающие доверия теоретические оценки полностью подтверждают экспортную оценку президиума Российской Академии Наук о полном отсутствии научного обоснования антропогенной природы наблюдаемых климатических изменений", выданных по запросу Президента РФ²⁸.

7. Вывод.

Принимая во внимание вышеизложенное, возникает вопрос: не вынуждают ли нас наши коллеги/партнеры/соперники по глобальной конкуренции к быстрому и весьма затратному для нас, и при этом добровольному, переходу из сферы наших сегодняшних глобальных конкурентных преимуществ (а это пока сфера природных НВЭР), в зону конкуренции по другим факторам производства, где мы такого конкурентного преимущества сегодня, очевидно, не имеем - ни по капиталу, ни по труду. Возможно через какое-то время, пройдя через некоторый переходный период (в случае формирования реализации соответствующей государственной экономической политики), мы сможем конкурировать в глобальном масштабе и на рынке труда, и на рынке капитала. Но нам для этого нужно плавно пройти этот переходный период для того, чтобы войти в зону наших будущих конкурентных преимуществ. Для этого нужно время.

Поэтому если нас сегодня (досрочно) пытаются принудить к добровольному переходу из зоны сегодняшних наших конкурентных преимуществ в зону, где мы можем быть при соответствующей внутренней экономической политике (энергетической, инвестиционной и т.п.), войдем в зону этих конкурентных возможных будущих преимуществ через какое-то время, не следует рассматривать в этой связи, что СОП-21 может являться лишь инструментом глобальной конкурентной политики с целью «убрать конкурента»? Конкурент, в данном случае, это моя страна – Российская Федерация.

²⁸ Крученицкий Г.М. Презентация на Круглом столе «Риски реализации Парижского климатического соглашения для экономики и национальной безопасности России». Аналитический центр при правительстве РФ, 19.07.2016;

Либерализация газовых рынков и образования хабов в Восточной Азии: эволюция и путь к зрелому газовому рынку?

Восточная Азия является одним из крупнейших регионов-потребителей природного газа и мировым импортёром. Тем не менее, внутренние рынки этого региона долго время находились на относительно ранней стадии либерализации, по сравнению с североамериканскими и европейскими рынками. Объёмы потребления природного газа в Японии и Южной Корее, как полагают эксперты, на сегодняшний день эти рынки достигли стадии зрелости, и существенное увеличение потребления больше не ожидается. Японские внутренние рынки электроэнергии и газа были разбиты на районы, при этом в целях предотвращения многократного инвестирования была разрешена региональная монополия. В Южной Корее монопольным продавцом на оптовом рынке газа является компания КОГАЗ, которая импортирует почти 95% сжиженного природного газа в страну. Китай находится в иной ситуации, по сравнению с двумя другими странами в регионе. Поскольку уровень потребления природного газа резко вырос в 2000-е гг., китайское правительство отреагировало на рост спроса реформирование рынка газа и системы ценообразования в стране. Японские, китайские и южнокорейские энергетические рынки, включая рынки природного газа, были постепенно либерализованы каждый по разным причинам. В то же время, различные вызовы и проблемы, с которыми столкнулись эти страны, ускорили реформирование рынков. В настоящей работе изучаются перспективы и последствия, как национальные, так и международные, после реформирования энергетических рынков в регионе Восточной Азии.

1. Структура газового рынка и реформа энергетического рынка в Восточной Азии

Реформа газового рынка и рынка электроэнергии в Японии

Приостановление выработки электроэнергии после катастрофы на АЭС Фукусима-1 повлекло за собой возникновение ряда проблем для Японии. Так, системы трансмиссии электроэнергии, которые работают в каждом регионе страны, не соединены между собой, что исключает возможность передачи электроэнергии между регионами. Другими словами, в регион, где возникает нехватка электроэнергии, невозможно осуществить поставку из соседних регионов. Одновременно произошло замещение доли электроэнергии, производимой на АЭС, на электроэнергию, вырабатываемую с помощью газа, угля и нефти, что существенно повысило затраты на импорт перечисленных энергоресурсов. С целью обеспечения энергобезопасности и стабильного электроснабжения страны и сдерживания цен на электроэнергию, правительство Японии решило реформировать энергетический рынок. Рынки электроэнергии и система трансмиссии будут соединены, а розничные рынки газа и электроэнергии будут полностью либерализованы к 2016-2017 гг.²⁹ После либерализации, цена на электроэнергию и газ на внутреннем рынке, которая ранее была привязана к ценам на импорт нефти, СПГ и курсу валют, будет устанавливаться в ходе конкурентной борьбы между продавцами, что даёт конечным потребителям и компаниям выбор между поставщиками (см. Таблица 1).

Принятый закон об электроэнергии обяжет энергетические компании выделить отдельно мощности по передаче и секции по распределению на отдельные блоки, что потенциально открывает рынок для новых участников. В настоящее время 10 региональных

²⁹ Министр Экономики Торговли и Промышленность Японии

систем энергообеспечения в пределах отдельных регионов обеспечивают полный цикл операций, включая выработку электроэнергии, передачу и распределение. По понятным причинам они обеспокоены введением новых правил, которые будут способствовать ужесточению конкуренции. Правительство, принимая во внимание настойчивые обращения со стороны энергетического сектора, включило в закон положение о том, что будут приниматься меры для регулирования спроса и предложения на электроэнергию, что, вероятнее всего, указывает на замедление темпов внедрения новых правил.³⁰

Таблица 1.

Цель реформы рынка электроэнергии³¹

Обеспечение стабильного снабжения электроэнергией
Максимальное сдерживание роста цен на электроэнергию – стимулирование конкуренции на рынке, чтобы способствовать появлению управленческих решений между производителями энергии и продающими компаниями.
Предоставление потребителям и компаниям выбора поставщиков – развитие инноваций и бизнес возможностей для компаний, путём обеспечения выбора розничных поставщиков для всех потребителей электроэнергии, включая домашние хозяйства и корпорации.
Соединить системы трансмиссии электроэнергии между регионами
Установить конкуренцию на розничном рынке электроэнергии

Таблица 2.

Закон о продаже электроэнергии³²

2013	Закон о продаже электроэнергии с внесенными в него изменениями вступил в силу – 1-й этап.
2014	Закон о продаже электроэнергии с внесенными в него изменениями вступил в силу – 2-й этап.
2015	Закон о продаже электроэнергии с внесенными в него изменениями вступил в силу – 3-й этап. 1-й этап: учреждение Организации межрегиональной координации операторов передачи
2016	2-й: введение полной розничной конкуренции. Розничная продажа электроэнергии домашним хозяйствам и другим пользователям будет открыта для новых участников. ОССТО будет работать над тем, чтобы усилить конкуренцию среди поставщиков электроэнергии за пределами традиционно разграниченных зон обслуживания.
2020	3-й этап: в апреле должны быть введены ограничения, касающиеся дальнейшего обеспечения нейтральности передачи/распределения секторов (юридическое разделение) и полная либерализация розничных тарифов на электроэнергию.

Многие городские газовые компании импортируют СПГ в качестве источника природного газа, в то время как стоимость такого газа в существенной степени зависит от цены на сырую нефть и курса валют. Для автоматического регулирования тарифов на газ в зависимости от колебаний цен на сырье, была введена система регулирования цен на газ.³³

Инфраструктура и система транспортировки электричества и природного газа находятся в собственности частных вертикально интегрированных нефтегазовых компаний. Японский рынок газа делится на два сектора: либерализованный сектор и сектор, находящийся на государственном регулировании. Потребители имеют право выбирать поставщиков, если их потребление составляет более чем 100,000 кубометров в год. Если потребление составляет меньше чем 100,000 кубометров в год, (см. рис.1) то применяется регулируемый тариф. Согласно этой системе, цена на газ обновляется каждые 3 месяца и

³⁰ http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/electricity_system_reform/index.html

³¹ Закон о продаже электроэнергии - Electricity Business Act

http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/electricity_system_reform/index.html

³² http://www.meti.go.jp/english/press/2015/pdf/0303_02a.pdf

<http://www.japantimes.co.jp/opinion/2015/07/05/editorials/electricity-and-gas-liberalization/#.V5c24biLTIX>

³³ <http://www.tokyo-gas.co.jp/IR/english/library/pdf/anual/08e04.pdf>

формируется, исходя из средней стоимости газа для конечного потребителя за последние 3 месяца и месячного индикатора стоимости. Данный индикатор отражает колебания курсов валют или цен на сырую нефть. Благодаря такой системе, зависимость доходов и издержек газовых компаний от колебаний цены на нефть и курс валют остаётся нейтральной в среднесрочной и долгосрочной перспективах.³⁴

Начиная с 2017 г., розничный рынок газа в Японии будет полностью либерализован – на регулируемых до этого рынках будет установлена свободная конкуренция, которая создаст новые возможности и новые рынки для продавцов (см. рис. 2). План японского правительства по либерализации газового рынка облегчает работу компаний – упрощает доступ к терминалам для импорта СПГ, проведение розничных продаж и участие в обслуживании газопроводов. Компаниям необходимо официально уведомить регулятора о начале соответствующего вида деятельности или получить на него разрешение (см. таблица. 5).

Таблица 3.

Закон о продаже газа³⁵

2017	<p>Полная либерализация газового рынка розничной торговли.</p> <p>1. Расширение розничной конкуренции в жилищном секторе в 2017 г.</p> <p>2. Пересмотр лицензий для разных категорий предприятий в соответствии с Законом о продаже газа: терминалы СПГ (уведомление), услуги общего газопровода (разрешения), указанных служб газопроводов (уведомление) и розничной торговли (регистрация).</p> <p>Обеспечение доступа третьих сторон к терминалам СПГ.</p> <p>Развитие сетей газопроводов.</p> <p>Поддержание региональной монополии и регулируемых тарифов на услуги общего газопровода с тем, чтобы обеспечить строительство и обслуживание газопроводов.</p> <p>Создание механизма, который правительство сможет использовать для участия в переговорах по присоединению трубопроводов между газовыми компаниями.</p> <p>Создание механизма для восстановления стоимости региональных газопроводов через регулируемые тарифы соседних трубопроводных компаний.</p> <p>Обеспечение защиты интересов потребителей, обеспечение безопасности.</p> <p>Поддержание регулируемых розничных тарифов в тех областях, где конкуренция среди предприятий недостаточна, в качестве временной меры.</p> <p>Предоставление услуг последней инстанции потребителям общего обслуживания газовых трубопроводов предприятий.</p> <p>Требование для газа розничного обслуживания предприятий, чтобы обеспечить возможность поставки газа, а также объяснить условия договора потребителям.</p>
2022	<p>Юридическое разделение сектора услуг передачи газа по газопроводу между тремя главными компаниями к 2022 г.</p> <p>Региональная монополия. Сетевой тариф.</p>

³⁴ <http://www.tokyo-gas.co.jp/IR/english/library/pdf/annual/11e12.pdf>

³⁵ Международное Энергетическое Агентство. Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia. 2013

Рисунок 1. Либерализация розничного рынка газа в Японии³⁶

Таблица 4.

Цель реформы газового рынка Японии³⁷

Обеспечить стабильные поставки природного газа - Стабилизировать поставки природного газа, в том числе предусмотреть непрерывность снабжения во время стихийных бедствий за счёт увеличения газопроводных сетей, повышения качества технического обслуживания и налаживания взаимосвязей.
Удерживать рост цен на газ максимально длительное время - Стимулирование рыночной конкуренции среди служб закупок и розничных поставок природного газа, чтобы обеспечить наилучшую цену для конечного потребителя с целью улучшения качества жизни граждан.
Увеличение количества поставщиков газа для потребителей и расширение возможностей для бизнеса - Внедрение инноваций посредством открытия рынка для компаний из других отраслей и расширения бизнеса газовых компаний в других областях для обеспечения потребителям газа возможности выбирать поставщика и тарифный план.
Расширить использование природного газа - Стимулирование участия компаний, которые могут построить новый газопровод и предложить новые услуги, восполняющие потенциальные потребности в газе, а также предложить новые методы использования природного газа, такие как топливные элементы и когенерация.

Реформа энергетического рынка в Китае

Либерализация внутреннего рынка газа была проведена в Китае с целью создать рыночную экономику. Существенные изменения были привнесены в течение последних пяти лет для либерализации газового сектора. Цены на передачу газа устанавливались, согласно государственным нормативам. Стоимость коммунально-бытового газа рассчитывается как цена завода плюс тариф трубопровода, и, таким образом, может отличаться для каждого сектора в каждом городе или регионе.³⁸

³⁶ http://www.meti.go.jp/english/press/2015/pdf/0303_02a.pdf

³⁷ http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/electricity_and_gas/energy_system_reform/

³⁸ Chen, M., The development of Chinese gas pricing: Drivers, challenges and implications for demand. Oxford Institute for Energy Studies.2014

Китайское правительство ввело пробный нет-бэк механизм ценообразования рыночной стоимости в конце 2011 г., чтобы заменить режим ценообразования кост-плюс. Впервые новая модель ценообразования была запущена в провинциях Гуандун и Гуанси.³⁹ Цель реформы состояла в том, чтобы позволить рыночным силам играть более активную роль в определении объёмов внутренних инвестиций и объёмов импорта.⁴⁰ Преследуя целью облегчение реформы ценообразования, обеспечения стабильности поставок газа, повышения энергоэффективности и контроля за выбросами, в 2013 г. китайское правительство начало использовать рыночно ориентированный подход, увязав цену на дополнительные объёмы газа с ценой на импорт альтернативных источников энергии (40% сжиженного нефтяного газа и 60% мазута), что стало расширением пилотной программы. Реформа разделила газ на две категории: существующие объёмы газа и дополнительные объёмы газа, при этом с 1 апреля 2015 г. запланирован постепенный переход от системы ценообразования кост-плюс на нет-бэк ценообразование для нежилого сектора.⁴¹

В 2013-2014 гг., правительство неуклонно повышало цены на существующие объёмы три раза, а уровень цен в обеих категориях в конце концов был привязан к стоимости на нефть. С введением такого рыночного механизма ценообразования, китайский спрос на газ будет более тесно связан с реформой ценообразования и природный газ будет в состоянии конкурировать с нефтепродуктами в нежилом секторе. Реформа ценообразования в жилищном секторе была объявлена в марте 2014 г. В соответствии с этой реформой цена на газ для жилищно-коммунального сектора будет прогрессивной: чем больше потребление, тем выше стоимость, и все города, связанные с газопроводом, должны были установить трехступенчатый тариф к концу 2015 г..⁴²

CNPC является доминирующим игроком в сегменте транспортировки газа и владеет 80% трубопроводной сети. Что касается СПГ терминалов, первым частным принимающим СПГ терминалом стал терминал Чжоушань, принадлежащий ENN. Его проект был утверждён в январе 2015 г., а его строительство может быть завершено к 2017 г..⁴³ Сегмент передачи газа всё ещё находится на начальных этапах приватизации, которая должна быть всеобъемлющей.⁴⁴ Для этого в феврале 2014 г. было введено регулирование ТРА (Third Party Access – Доступ третьих сторон), обязывающее операторов, использующим газопровод, предоставить доступ третьим сторонам за счёт имеющихся резервных мощностей. Последнее условие накладывает существенное ограничение для третьих сторон, поскольку им сложно его отследить. В случае с терминалами СПГ, первый успешный опыт участия третьей стороны имел место в декабре 2014 г., когда EEN получил 6 млн. тонн СПГ через Petro China, управляющую терминалом Rudong СПГ в провинции Цзянсу.⁴⁵ В секторе транспортировки и сбыта нефтегазовой продукции нет доминирующих игроков на национальном уровне. Здесь наблюдается разнообразие китайских поставщиков с различными структурами собственности, зачастую работающих при поддержке местных органов власти. Эти

³⁹ Международное Энергетическое Агентство, The Asian quest for LNG in a globalizing market, 2014

⁴⁰ Chen, M., The development of Chinese gas pricing: Drivers, challenges and implications for demand. Oxford Institute for Energy Studies. 2014

⁴¹ National Development and Reform Commission (NDRC) (2013), Circular on natural gas price adjustments, No. 1246, Beijing: NDRC.

Тексты от China's Gas Market Liberalisation - The impact on China-Australia gas trade. Xunpeng Shi/Hari Malamakkavu Padinjare Variam. ANU Press, The Australian National University, Canberra, Australia. 2015

⁴² National Development and Reform Commission (NDRC) (2014), Guiding opinions of NDRC on improving tier gas prices for the residential sector: www.sdpc.gov.cn.

⁴³ China's first private LNG import terminal project in Zhejiang delayed, www.platts.com/latest-news/naturalgas/singapore/chinas-first-private-lng-import-terminal-project-27129958.

⁴⁴ China's Gas Market Liberalisation - The impact on China-Australia gas trade. Xunpeng Shi/Hari Malamakkavu Padinjare Variam. ANU Press, The Australian National University, Canberra, Australia. 2015

⁴⁵ China's ENN receives first LNG cargo: www.platts.com/latest-news/natural-gas/singapore/chinas-ennreceives-first-lng-cargo-21755210.

распределительные компании, как правило, получают газ уже на территории города и имеют ограниченный прямой доступ к его источникам.⁴⁶ Такие компании могут быть монополистами на своём локальном рынке, часто являясь владельцами городского газопровода. В целом, количество игроков на рынке по-прежнему недостаточно для установления настоящей рыночной конкуренции.⁴⁷

Реформа государственной энергетической компании и энергетического рынка в рамках государственного плана реформирования компании в Южной Корее

В 2016 г. правительство Республики Корея объявило о реформе государственных компаний на рынке газа и электричества, в том числе КЭПКО и КОГАЗ⁴⁸. КЭПКО является единственным продавцом электричества на розничном рынке, а КОГАЗ – единственным продавцом газа на оптовом рынке. Одновременно КОГАЗ обладает фактической монополией на импорт СПГ – больше 90%. Частные компании в электрическом и промышленном секторе могут импортировать СПГ только для собственного потребления, среди которых POSCO, GS Energy, SK E&S и KOMIPO⁴⁹.

Неэффективность работы монополистских госкомпаний привела к увеличению корпоративных долгов, что и послужило поводом для правительства начать реформирование госкомпаний. Либерализация рынка электроэнергетики и газового рынка также подпадают под реформу, которая откроет двери частным предприятиям для выхода на рынок. Новый закон облегчит частным фирмам возможность импортировать СПГ и использовать газопровод, а также предоставит доступ к хранилищам и СПГ-терминалам компании КОГАЗ. Однако проведение реформы оптового рынка пока лишь запланировано на период после 2025 г. Можно считать, что государственный план реформирования госкомпаний и энергетических рынков будет проходить медленными темпами, поступательно и ограниченно⁵⁰.

Таблица 5.

Реформа функций госкомпаний⁵¹

Реформа рынка электричества	Либерализация розничного рынка электричества. Частные компании, кроме КЭПКО, смогут продавать электричество. Создание нового рынка и бизнес-модели.
Реформа газового рынка	Новый акт разрешит и облегчит компаниям, кроме КОГАЗА, импортировать СПГ и использовать газопровод и хранилища КОГАЗА. Однако либерализация оптового рынка газа запланирована только после 2025 г.

Либерализация рынка будет осуществляться путём введения дополнительной конкуренции на рынке газа и электроэнергетики и отказа от регулирования цен. В то же время правительство Кореи планирует открыть оптовый рынок газа для частных компаний лишь после 2025 г., поэтому график либерализации электроэнергетики розничного рынка пока не объявлен. Текущая регулируемая система ценообразования бытового газа и электроэнергетики

⁴⁶ Международное Энергетическое Агентство. Gas pricing and regulation^ China's challenges and IEA experience. 2012

⁴⁷ China's Gas Market Liberalisation - The impact on China–Australia gas trade. Xunpeng Shi/Hari Malamakkavu Padinjare Varian. ANU Press, The Australian National University, Canberra, Australia.2015

⁴⁸ КЭПКО: KEPSCO - Korea Electro Power Corporation

КОГАЗ: KOGAS - Корейская Газовая Корпорация

⁴⁹ Министр Стратегии и Финансов Республики Кореи (Июнь 2016)

⁵⁰ Министр Торговли Промышленность и Энергетики Республики Кореи (Июнь 2016)

⁵¹ http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=158304&bbs_cd_n=81

индексируется по цене на импорт топлива и курс валют (см. Таблица 5) и не ожидается, что она будет изменена в ближайшее время. Можно считать, что степень либерализации энергетики в Корее будет оставаться относительно низкой, ввиду отсутствия конкуренции розничного и оптового рынка, а также из-за нехватки разукрупнения в среднем сегменте сектора. Таким образом, представляется маловероятным, что Южная Корея станет кандидатом на роль регионального центра газа в краткосрочной или среднесрочной перспективе.

Таблица 6.

Механизм формирования цен на газ в Южной Корее⁵²

Цены на газ в Республике Корея определяются по системе «кост-плюс» ⁵³ . Цена для конечных потребителей регулируется местным правительством. Оптовые цены на газ должны быть одобрены министерством торговли, промышленности и энергетики. ⁵⁴
<p>*Цена на оптовый газ = расход на сырье + транспортировка.</p> <p>*Цена на розничный газ = цена на оптовый газ + транспортировка.</p> <p>*Цена на газ для конечного потребителя (100%) = цена на сырье (88.5%) + расход на транспортировку (оптовый 6.2% + розничный 5.3%)</p> <p>*Цена на сырье зависит от (объем + цена на импортный газ (СПГ)) + курс валют + цена на нефть (JCC)</p>
Если цена на сырье меняется в диапазоне больше +/- 3% в течение 2 месяцев, то корректируются стандартная цена на сырье.

2. Азиатские торговые хабы и биржи газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе

Международные торги газа в значительной степени были основаны на двусторонних долгосрочных контрактах на рынке Восточной Азии. Поскольку страны Восточной Азии не имеют альтернативы в поставках природного газа из-за маленькой или несуществующей добычи газа на собственной территории, Япония, Южная Корея и Тайвань были вынуждены сосредоточиться на стабильности обеспечения поставок газа. Это привело к тому, что перечисленные страны стали заключать долгосрочные контракты на импорт СПГ, что гарантирует поставку в течение 20-30 лет. Долгосрочные контракты на поставку сжиженного природного газа в регионе в значительной степени основаны на формуле индексации к сырой нефти, которая была введена японскими компаниями в 70-х гг. Японские компании индексировали стоимость импорта СПГ со дисконтом по сравнению с средней стоимостью импорта СПГ за месяц – такое ценообразование получило название JCC – Japan Crude Cocktail. Такая формула была принята другими импортёрами в регионе, когда Корея и Тайвань начали импорт СПГ в 1986 и 1990 гг. соответственно. Китай находится в другой ситуации. В отличие от своих соседей в Восточной Азии, он является страной со значительным объёмом собственной добычи природного газа. Тем не менее, этих объёмов оказалось недостаточно, чтобы гарантировать долгосрочные поставки природного газа, так как спрос на углеводородное сырьё взлетел в результате быстрого экономического роста и не может быть удовлетворён собственным производством. Китай стал заключать долгосрочные контракты на импорт сжиженного природного газа поставки с 2006 г.⁵⁵

Хотя большинство сделок СПГ в регионе были проведены на основе долгосрочных контрактов на поставки СПГ, существует доля спотовых сделок для восполнения дефицита во время пикового периода потребления. Южная Корея традиционно увеличивала импорт

⁵² План для улучшения системы тарифа на газ – КОГАЗ, 2013

⁵³ Механизм формирования цен «кост-плюс»: стоимость импортированного СПГ + цена транспортировки до конечных потребителей + прибыль

⁵⁴ КЭПКО. (<http://cyber.kepco.co.kr/kepco/EN/F/htmlView/ENFBHP005.do?menuCd=EN060205>)
KEEI. (http://www.keei.re.kr/keei/download/seminar/130924/DI130924_b02.pdf)

⁵⁵ Цена Энергии. Секретариат Энергохартии. 2008

The Pricing of Internationally Traded Gas. The Oxford Institute of Energy Studies. 2012

СПГ в зимний период для снабжения жилого сектора и удовлетворения спроса на отопление. Спотовый импорт СПГ в Японию вырос, чтобы заполнить пробел выработки электроэнергии атомных электростанций после того, как они прекратили работу в результате аварии на АЭС Фукусима-1.

Восточная Азия является регионом, где торговля СПГ осуществляется наиболее активно в мире, хотя до сих пор там не существовало никакой ликвидной региональной платформы (хаба или биржи) для проведения сделок по СПГ. Первой торговой платформой фьючерсами СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе была SPEX (Shanghai Petroleum Exchange), созданная в 2006 г. государственными нефтяными компаниями (CNPC, Sinopet, CNOOC) для торговли сырой нефтью и нефтепродуктам, а с 2010 г. – СПГ.⁵⁶ Однако при торговле СПГ и СУГ SPEX испытывал нехватку ликвидности. SHPGX (газовая биржа Shanghai Petroleum) является биржей трубопроводного газа, сжиженного природного газа, нетрадиционного газа, сжиженного нефтяного газа и других энергетических продуктов и была открыта в 2015 г. В отличие от многих других существующих спотовых площадок в Китае, SHPGX является первой биржей с государственной поддержкой, так как она задумана в рамках стратегического альянса между агентством Xinhua News Agency и Национальной Комиссией по Развитию и Реформам – влиятельного агентства экономического планирования Китая. Торговая платформа стремится позиционировать себя в качестве газового хаба Китая аналогичного Henry Hub в США или NBP⁵⁷ в Великобритании, а с течением времени перерасти в центр ценообразования нефти и газа Азиатско-Тихоокеанского региона.⁵⁸ SHPGX официально был открыт в ноябре 2016 г. года после 16 месяцев пробных операций, которые начались в июле 2015 г.⁵⁹ В отличие от SPEX, на площадке SHPGX торгуется не только СПГ, но и трубопроводный и нетрадиционный газ. Ожидается, что вскоре после запуска SHPGX объем торгов за 2016 г. (первый год полноценной работы) достигнет рекордных 15 млрд. кубометров, что составляет 8% потребляемого природного газа в Китае.⁶⁰

Таблица 7.

Площадки торговли газа в АТР⁶¹

Страна	Название	Год основания	Тип рынка	Число участников ⁶²
Сингапур	SGX – SLING	2015	Физический	20-30
Япония	TOCOM – JOE	2014	Виртуальный	20-30
Китай	SPEX	2010	Физический	Информация не доступна
	SHPGX	2015	Физический ⁶³	269

Поскольку торговля СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе неуклонно росла в 2010-х гг., пришло общее понимание необходимости формирования хаба СПГ в регионе. В то время как Европа и Северная Америка уже развили собственные рынки и перешли на

⁵⁶ <http://www.bloomberg.com/research/stocks/private/snapshot.asp?privcapId=37568316>

⁵⁷ National Balancing Point

⁵⁸ <http://www.platts.kr/latest-news/natural-gas/singapore/chinas-shanghai-pushes-ahead-with-trading-hub-26988685>

⁵⁹ <http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/22984/shanghai-petroleum-and-gas-exchange-opens-for-business>

⁶⁰ <http://www.globaltimes.cn/content/1020543.shtml>

⁶¹ <http://www.platts.com/pressreleases/2016/112216/no>

<http://uk.reuters.com/article/japan-lng-trade-idUKL3N10B30820150731>

<http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/tokyo/tocom-platts-sign-mou-to-develop-japan-oil-products-26602412>

<http://www.icis.com/resources/news/2014/09/17/9821540/corrected-liquidity-issues-loom-large-for-japanese-tocom-lng-market/>

⁶² <http://www.reuters.com/article/us-china-gas-idUSKBN13L07T>

⁶³ http://www.chinadaily.com.cn/m/shanghai/lujiazui/2015-07/03/content_21170225.htm

балансирование цен на газ, этого не произошло в АТР. Формирование региональной цены на газ имеет решающее значение для обеспечения того, чтобы газовые ресурсы эффективно разрабатывались, управлялись, добывались и использовались в настоящем и в будущем. Особенно это важно для таких стран как Сингапур и Япония, которые представляют собой уже устоявшиеся финансовые центры в Азиатско-Тихоокеанском регионе. В Сингапуре энергетический рынок полностью либерализован, В Японии пока только намечается конкуренция на розничных и оптовых рынках. Эти две страны считаются два из главных кандидатов на роль региональных или глобальных хабов СПГ. Сингапурские и японские компании и эксперты активно поддерживают идею отказа от индексации к стоимости сырой нефти в пользу механизма ценообразования СПГ, сформированного на азиатских газовых хабах.

Рисунок 2. Цена на спотовый СПГ на JOE⁶⁴

Таблица 8.

Участники в торговле СПГ на JOE⁶⁵

Категория	Электроэнергетическая компания	Газовая компания	Торговый дом	Нефтегазовая компания	Финансовый институт	Всего
Количество членов	9	4	8	3	2	26

В 2014 г. новые торги по фьючерсам СПГ под названием SLInG (SGX СПГ Index Group) были начаты на Сингапурской бирже (SGX), где товарно-сырьевые операции проводятся с 1999 г. До сих пор объем торгов относительно невелик, и ведётся только двусторонняя внебиржевая торговля. После того, как обе стороны договорились о сделке, SGX проводит клиринг.

⁶⁴ JOE - Need for Reliable Benchmark Price and Hedging Market for Asian LNG Market, Takamichi Hamada, Platts LNG Forum, November 2016

⁶⁵ JOE - Need for Reliable Benchmark Price and Hedging Market for Asian LNG Market, Takamichi Hamada, Platts LNG Forum, November 2016

В Японии биржа Japan Over the Counter trading (JOE), которая является 100% дочерней компанией Токийской товарной биржи (TOCOM) была создана в 2014 г. Японские компании, которые имеют достаточно выгодные долгосрочные контракты способные покрыть спрос своих клиентов, без энтузиазма отнеслись к формированию цены на неликвидном недавно созданном хабе. В связи с чем, торговая активность была весьма низкой, и первая сделка была заключена лишь через год после учреждения JOE в июле 2015 г. (см. Рисунок 2). Для более активной деятельности по транзакциям, TOCOM начала торговлю фьючерсами Japan DES⁶⁶ на NYMEX в 2016 г. Сделки по Japan DES также подлежат клирингу CME, основного акционера NYMEX.⁶⁷

Едва ли можно не согласиться с необходимостью создания ликвидных азиатских торговых площадок СПГ. Тем не менее, такие крупные импортёры СПГ как Япония, Южная Корея, Китай и Индия имеют более чем достаточное количество долгосрочных контрактов. В то же время, объем спотовой торговли СПГ недостаточно велик для поддержания торговли газом по факту. Ожидается, что объем спотовых торгов СПГ будет расти как следствие перенасыщенности мирового рынка и больших объемов ликвидности, поставляемой по FOB-контрактам из США и Австралии. Сингапур стремится стать хабом фактической торговли СПГ. Однако, учитывая объёмы потребления природного газа в стране и ограниченный потенциал роста потребления, более вероятно, что он станет локальным хабом СПГ, но не для всего Азиатско-Тихоокеанского региона и, тем более, не на глобальном уровне.⁶⁸ Япония планирует сменить индексацию СПГ по стоимости на нефть по долгосрочным контрактам на цену, сформированную на собственных биржах. Однако из-за объёма оставшихся долгосрочных контрактов и текущей низкой ликвидности, реализация данной задачи потребует длительного времени. Южная Корея не претендует на роль регионального или глобального СПГ хаба или биржи. Даже если бы Южная Корея имела такие амбиции, их реализация очень маловероятна, принимая во внимание низкий уровень либерализации рынка. Китай можно считать наиболее перспективным претендентом на роль СПГ хаба. Объёмы торгов на SHPGX стремятся к отметке в 15 млрд. кубометров в 2016 г., что составляет 8% внутреннего потребления за первый полный год работы биржи. Кроме того, на SHPGX торгуются разные типы газа, включая трубопроводный газ, сжиженный природный газ и нетрадиционный газ. Таким образом, платформу SHPGX можно рассматривать как наиболее перспективную для того, чтобы занять место регионального или глобального СПГ хаба, пока возможности Японии и Сингапура в среднесрочной и долгосрочной перспективе не выходят за пределы национальных и региональных рынков, хотя на этом уровне они справляются весьма успешно.

⁶⁶ DES – Destination price

⁶⁷ JOE - http://www.j-otc.com/en/pdf/160310_Start_of_Cleared_Transactions_EN.pdf

⁶⁸ Asian LNG pricing: evolution or revolution? Jonathan Stern. Oxford Institute of Energy Studies, 2016

Телегина Е.А., Федорова В.А.

Современное состояние и перспективы развития рынка СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе

Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР)⁶⁹ представляет собой перспективный регион для импорта энергоносителей, и одно из ключевых направлений диверсификации экспорта российских природных ресурсов.

Больше половины мирового населения приходится на долю АТР - региона, который является одним из основных драйверов мировой экономики, отвечая приблизительно за 40% мирового экономического роста. Ожидается, что к 2020 году население Азиатско-Тихоокеанского региона составит половину семимиллиардного населения Земли. Только Китай, Индия и Япония, вместе взятые, уже насчитывают 3 миллиарда человек, что составляет на настоящий момент 80% населения региона. По прогнозам Организации Объединенных Наций (ООН) ожидается, что уровень населения в развитых странах в долгосрочный период до 2040 года останется на нынешнем уровне (205 млн человек), а в развивающихся странах покажет прирост в 0,6% в год и увеличится с нынешних 3,68 млрд. до 4,39 млрд, причем пик роста в Китае придется на 2030 год, а Индия к этому моменту обгонит Китай и выйдет на первое место среди стран мира по количеству населения. Урбанизация возрастет в развитых странах с 89% до 94%, а в развивающихся с 42% до 58%, что окажет существенное влияние на потребление энергии, учитывая, что доступ к ней более обеспечен в агломерациях, чем в сельских областях⁷⁰. Регион насчитывает самую большую популяцию работоспособного населения и четверть потребителей среднего класса в мире. Несмотря на все это, более полумиллиарда человек в регионе на данный момент не имеют доступа к электроэнергии, но по прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА) эта цифра должна снизиться до 47 млн. человек к 2040 году⁷¹.

Основные экономики региона представлены мега-рынками Китая, Индии и Японии, десятью странами, входящими в Ассоциацию стран Юго-Восточной Азии (АСЕАН: Бруней, Вьетнам, Индонезия, Камбоджа, Лаос, Малайзия, Мьянма, Сингапур, Таиланд, Филиппины), а также рынками развитых стран – Южной Кореи, Австралии, Новой Зеландии, Тайваня и Гонконга. Рост ВВП на душу населения составляет 2% в Японии, 3% в Индии и 10-11% в Китайской Народной Республике (КНР). Международное энергетическое агентство, основываясь на данных Международного Валютного Фонда (МВФ), предполагает, что реальный ВВП развитых стран АТР будет расти в последующие 25 лет в среднем на уровне 1,7% в год, а развивающихся – 5,1% (из них Китай – 5%, Индия – 6%)⁷². Регион является самым большим производителем парниковых газов, отвечая за треть мировых выбросов углекислого газа и 60% потребления угля. Таким образом, АТР – ключевой регион для достижения целей по предотвращению изменения климата и повышения средней мировой температуры более чем на 2°C, обозначенными на Всемирном климатическом саммите в Париже (COP 21) в декабре 2015 г.

⁶⁹ Азиатско-Тихоокеанский регион включает в себя: Юго-восточную Азию (Бруней, Восточный Тимор, Камбоджа, Индонезия, Лаос, Малайзия, Мьянма, Филиппины, Сингапур, Таиланд, Вьетнам); Восточную Азию (Китай, Гонконг, Макао, Япония, Монголия, Серная Корея, Южная Корея, Тайвань); Океанию (Австралия, Новая Зеландия, Папуа Новая Гвинея) и Южную Азию (Бангладеш, Бутан, Индия, Мальдивы, Непал, Пакистан, Шри-Ланка). К развитым странам региона относятся: Япония, Южная Корея, Гонконг, Тайвань, Австралия, Новая Зеландия.

⁷⁰ United Nations Department of Economic and Social Affairs – World Population 2015

⁷¹ International Energy Agency – World Energy Outlook 2016

⁷² International Monetary Fund – World Economic Outlook 2016

Учитывая рост населения и экономики в регионе, в развитых странах АТР потребность в энергии снизится с текущих 857 млн. тонн нефтяного эквивалента до 842 млн. тонн нефтяного эквивалента к 2040 г., показав ежегодное снижение в 0,1%. В развивающихся странах АТР потребление энергии возрастет с текущих 2189 тонн нефтяного эквивалента до 7437 тонн нефтяного эквивалента (ежегодный прирост в 1,7%), что составит 46,3% от общемирового спроса на первичные энергоресурсы⁷³. Все первичные источники энергии покажут прирост в регионе, а природный газ покажет наибольшие темпы прироста среди ископаемых топлив. Его потребление возрастет с 705 млрд. куб. м в 2014 году до 1433 млрд. куб. м к 2040 году.

Экспортеры газа смотрят на рынок АТР как на самый быстрорастущий рынок, учитывая европейские тенденции снижения спроса на энергию и стремление североамериканского рынка к самообеспечению. Однако, спрос на газ в Азии - это прежде всего вопрос доступности ресурса, его конкуренции с углем и возобновляемыми источниками энергии в секторе электрогенерации, а также вопрос цены, по которой газ торгуется на рынках АТР. В настоящий момент в регионе широко обсуждается вопрос, учитывая, что газ, как топливо, намного чище угля, при какой его стоимости возможно достижение поставленных целей в области защиты окружающей среды и противодействия изменению климата.

Азиатские газовые рынки разнообразны – начиная от зрелых рынков Японии и Южной Кореи, быстрорастущих энергетических гигантов – Индии и Китая, быстроразвивающихся и претерпевающих изменения рынков стран АСЕАН, заканчивая молодыми, но перспективными рынками Пакистана и Бангладеш. Несмотря на свой текущий уровень развития, все эти рынки будут вынуждены повысить свой текущий уровень импорта, чтобы обеспечить растущий внутренний спрос и восполнить падающий уровень добычи в странах, обладающих запасами газа. Учитывая географическую и геологическую специфику АТР, сжиженный природный газ (СПГ) продолжит играть лидирующую роль в движении газа внутри региона. По прогнозам МЭА СПГ будет отвечать за 80% растущего импорта в долгосрочной перспективе, хотя конкуренцию ему могут составить трубопроводные проекты из России, Туркменистана и Ирана.

В настоящее время потребление природного газа растет по всему региону за исключением развитых стран – Японии и Южной Кореи. Китай - основной источник роста спроса. В этой стране ниша газа в области электрогенерации подвергается атаке со стороны более дешевого угля и возрастающей доли использования возобновляемых источников энергии, цены на которые неуклонно снижаются. Наибольшую степень роста покажет газ в промышленности - 2,1%, электрогенерации - 1,3%, самый быстрый рост – 3,4% - использование газа на транспорте, в т.ч. СПГ в качестве топлива для тяжелых грузоперевозок и морского транспорта.

По данным компании BP, собственные запасы газа в регионе насчитывают 15,6 трлн. куб. м. газа, что составляет 8,4% от общемировых запасов. Индия, помимо традиционного, обладает большими запасами сланцевого газа, Австралия – запасами метана угольных пластов, а Китай – большими запасами и того, и другого. В Японии, как и на большинстве шельфовых территорий региона, находятся крупные запасы газогидратов, но технология их промышленной добычи находится в стадии разработки. Страны Юго-Восточной Азии зависят, в основном, от внутренней добычи, за исключением Сингапура, который не имеет внутренних запасов и переключается с трубопроводного газа на СПГ. Индонезия обладает большими запасами нетрадиционного газа, но сложные географические условия, низкое развитие инфраструктуры, проблемы с лицензированием и выплатой роялти не позволяют начать добычу. И Индонезия, и Малайзия экспортируют газ как в виде СПГ, так и с

⁷³ International Energy Agency – World Energy Outlook 2016

помощью трубопроводов, но также и импортируют СПГ на отдаленные островные территории.

Рост потребления природного газа в развитых странах Азии в зависимости от направления использования, 2012-2040 (трлн. куб футов)

Рост потребления газа в развивающихся странах Азии, 2012-2040 (трлн. куб футов)

Рисунок 1. Рост потребления природного газа в АТР.

Источник: U.S. Energy Information Administration – International Energy Outlook 2016, р. 39-41.

Добыча в регионе составила 556,7 млрд. куб. м газа в 2015 году, потребление – 701,1 млрд. куб. м в 2015 г. Основные трубопроводные потоки идут из Казахстана, Туркменистана, Узбекистана и Мьянмы в Китай (0,4; 27,7; 1,5; 3,9 млрд. куб. м в 2015 году соответственно); из Индонезии в Малайзию (2,6 млрд. куб. м газа) и в Сингапур (7,9 млрд. куб. м газа); из Мьянмы в Таиланд (9,4 млрд. куб. м газа); из Восточного Тимора в Австралию и из Малайзии в Сингапур (6,4 и 1,3 млрд. куб. м газа). Всего импорт газа по трубопроводу в регионе в 2015 году составил 61,2 млрд. куб. м газа, экспорт - 31,5 млрд. куб. м газа. Низкий уровень развития трубопроводной инфраструктуры привел к тому, что Китай – единственная на данный момент страна АТР, где существует конкуренция между трубопроводным газом (трубопроводы из центральной Азии – Туркменистана, Узбекистана, Казахстана - и Мьянмы) и СПГ.

Рисунок 2. Запасы, добыча и потребление природного газа в АТР (1980-2015 гг.)

Источник: составлено автором по данным BP – Statistical Review of World Energy 2016

В долгосрочном периоде спрос на газ в Азии превысит добычу газа в регионе, создав дефицит в 400 млрд. куб. м. к 2040 году. Размер дефицита будет напрямую зависеть от успеха стран в регионе в разработке собственных газовых ресурсов.

Азиатско-тихоокеанский регион отвечал за треть мировой торговли газом и три четверти торговли СПГ в 2015 году (71,7% импорта в 2015 г.)⁷⁴. В регионе находятся как основные покупатели рынка СПГ, так и продавцы. К экспортерам относятся: Австралия (29,39 млн. тонн СПГ в 2015 г.), Бруней (6,61 млн. тонн), Индонезия (16,12 млн. тонн), Малайзия (25,03 млн. тонн), и Папуа Новая Гвинея (7 млн. тонн). В то время как Катар остается лидером мирового экспортного рынка (77,8 млн. тонн СПГ в 2015 году), Австралия впервые в истории обошла Малайзию и заняла второе место (29,4 млн. тонн в 2015 году против малазийских 25 млн. тонн). Этот тренд будет иметь продолжение, не смотря на то, что обе страны имеют проекты по сжижению в стадии строительства, австралийские проекты обходят проекты в Малайзии и по количеству, и по итоговой суммарной мощности. Дополнительные 6 проектов в Австралии (общей мощностью 46 млн. тонн СПГ в год) должны быть пущены в эксплуатацию к концу 2019 года, причем по данным МЭА более 90% австралийского СПГ уже законтрактовано азиатскими покупателями⁷⁵. В Малайзии же всего три проекта находятся в стадии строительства, общей мощностью 6,3 млн. тонн в год.

Импортёры в АТР: Китай (19,83 млн. тонн СПГ в 2015 г.), Индия (14,67 млн. тонн), Япония (85,58 млн. тонн), Малайзия (1,57 млн. тонн), Пакистан (1,11 млн. тонн), Сингапур (2,10 млн. тонн), Южная Корея (33,36 млн. тонн), Тайвань (14,63 млн. тонн), Таиланд (2,58 млн. тонн). В долгосрочной перспективе во всем мире запланировано 22 новых проекта по регазификации, общим объемом в 118 млрд. куб. м газа, 82% из которых будут находиться в АТР.

Средний уровень загрузки регазификационных терминалов в Азии – 42%, что на 11% выше, чем в среднем по миру⁷⁶. При этом, если уровень загрузки терминалов в Корее и Японии находится на уровне 30-40%, то уровень загрузки в Тайване близок к максимуму. В таком случае, для обеспечения энергетической безопасности необходимо строительство новых регазификационных терминалов, особенно в отсутствие собственной добычи или альтернативных возможностей импорта газа по трубопроводам. Пакистан запустил свой первый терминал по регазификации в 2016 году, пытаясь преодолеть нехватку первичных источников энергии в стране, и напрямую связанные с этим перебои в выработке электроэнергии. В Индии уровень загрузки терминалов поднялся до 70% в 2016 году, по сравнению с 60% в 2015.

Рисунок 3. Уровень загрузки регазификационных терминалов в АТР

Источник: International Energy Agency – The Asia Quest for LNG in a Globalising market

⁷⁴ International Gas Union – World LNG Report 2016

⁷⁵ International Energy Agency - Gas medium-Term Market Report 2015

⁷⁶ International Energy Agency – Global Gas Security Review 2016

Цена на СПГ в Японии в начале 2015 года составила 15\$ за млн. БТЕ, упав к концу года на 6\$ и составив 8,13\$ в декабре, по сравнению с европейскими ценами в 6,80\$ в среднем за год и американскими – 2,61\$ за млн. БТЕ. Падение на азиатских рынках было вызвано снижением цен на нефть в целом и низким спросом на Азиатско-Тихоокеанском рынке в частности, из-за экономической стагнации и слишком большого предложения на рынке. Можно выделить следующие причины высоких цен на СПГ в Азии:

- большой процент торговли СПГ по цене с нефтяной привязкой в долгосрочных контрактах;
- дополнительная премия продавцам за обеспечение надежности поставок (это связано в первую очередь с тем, что такие страны как Южная Корея и Япония, не имея собственных ресурсов газа, а также импортных газовых трубопроводов, на 100% зависят от поставок СПГ в страну);
- низкий уровень гибкости спроса;
- неразвитый спотовый рынок.

Рисунок 4. Цены на природный газ по регионам.

Источник: International Energy Agency – World Energy Outlook 2016

Снижение цен на СПГ, продаваемого по долгосрочным контрактам с нефтяной привязкой, позволили уменьшить разрыв цен при конкуренции с углем, помогая увеличить количество газа используемого для населения и коммерции, особенно в городских условиях, поддержав политику правительства Китая в использовании автотранспорта на СПГ для уменьшения вреда, наносимого окружающей среде. Несколько азиатских стран приняли политику переключения на уголь в период высоких цен на газ. Ожидается, что низкие цены на газ увеличат спрос на него, однако, дополнительные объемы будут использоваться, чтобы избежать нехватки энергии, а не вытеснить уголь с рынка электроэнергии.

Надежность поставок газа в АТР может быть обеспечена такими инструментами как:

- диверсификация поставщиков;
- гибкость в контрактных условиях (особенно касательно предварительно оговоренного пункта назначения);
- подземные газовые хранилища.

Диверсифицированная структура контрактов – один из вариантов обеспечения надежности поставок. На рынке СПГ, который до настоящего момента характеризовался низкой ликвидностью, ограниченной спотовой торговлей и ограниченной гибкостью – диверсификация поставщиков – самый очевидный способ хеджирования рисков перебоев в поставках. Япония и Корея имеют самый диверсифицированный портфель поставщиков,

импортируют СПГ более чем из 10 стран. Самую большую долю в поставках в Японию занимает Австралия (около 35%, из разных заводов по всей стране). Катар – основной поставщик в Южную Корею, Индию, Тайвань и Пакистан, его доля составляет от 25 до 80%.

Контракты с заранее оговоренным пунктом назначения ограничивают возможности покупателя перепродать оплаченный товар в случае если ожидаемый спрос оказался меньше и не требуется законтрактованное количество газа, или при желании воспользоваться ценовой дифференциацией на региональных рынках.

В отличие от США и ЕС страны АТР практически не обладают возможностями для хранения газа из-за геологических ограничений или недостаточной проработки вопроса, что напрямую влияет на обеспечение надежности поставок газа, т.к. в случае внезапного прекращения поставок, хранилище выступает основным страхующим инструментом.

Более слабый, чем ожидался, спрос в Азии привел к тому, что на спотовый рынок выходят покупатели с долгосрочными контрактами с целью реализовать невостребованные объемы газа. При этом долгосрочные контракты сами по себе не являются проблемой. Напротив, они до сих пор важная составляющая привлечения инвестиций в проекты по строительству заводов СПГ. Все последние проекты по сжижению в США, России и Австралии смогли достичь принятия финального инвестиционного решения, будучи подкрепленными обязательствами по долгосрочным контрактам. Проблемы – в условиях самих договоров. Два основных вопроса с ценами СПГ в регионе АТР – контракты с нефтяной привязкой и отсутствие гибкости в условиях, говорящих о пункте назначения груза и условиях бери-или-плати. Со стороны покупателей поступают мнения об использовании в контрактах измененных условий, например, не отказываться от нефтяной привязки, но использовать более пологий вариант S-кривой в ценовой формуле; а также использовать в качестве базовой цены цену Хенри Хаб (Henry Hub) или цену на Азиатском хабе, которую еще предстоит определить.

Развитие газовых хабов в АТР потребует отхода от традиционной модели вмешательства правительств, регулируемых и субсидируемых газовых цен, ограниченного доступа к распределяющим сетям и контроля нескольких компаний (зачастую находящихся под государственным контролем) над энергетическими рынками. В настоящее время Сингапур, Япония, Китай рассматривают варианты организации хабов на своей территории, а учитывая размеры региона, очевидно, что место найдется и не одному хабу.

В среднесрочной перспективе по прогнозам IEA суммарный спрос на СПГ в Южной Корее, Тайвани и Японии, на чью долю пришлось 54% мирового импорта СПГ в 2015, снизится на 5 млрд. куб. м к 2021 году и составит 36% от мирового рынка⁷⁷. Спрос на СПГ в остальных странах АТР растет более быстрыми темпами, чем во всем остальном мире, в основном за счет потребностей Индии и Китая. К 2021 году импорт СПГ среди развивающихся экономик Азии (включая Китай) возрастет более чем на 100 млрд. куб. м⁷⁸. Текущий кризис перепроизводства не будет преодолен ранее середины 2020х годов, а вслед за преодолением кризиса вырастут и цены. Сохранится привязка к нефти в контрактах, но она будет слабеть и составит плюс 5-6\$ за млн. БТЕ к европейской цене, учитывая затраты на транспортировку на азиатские рынки.

Азия в главе с Китаем – ключ к сбалансированному газовому рынку, но для разблокирования этого потенциала необходим прогресс в области регулирования рынков и окружающей среды, а также развитие инфраструктуры. Китай – лидер мирового роста спроса на газ. Рост составит 420 млрд. куб. м газа – эквивалент всему сегодняшнему потреблению Европейского союза. Собственная добыча вырастет до 340 млрд. куб. м (на 210 куб. м). Импорт дойдет до 210 млрд. куб. м (прибавив к текущему 120 млрд. куб. м), 70% из этого будет поступать по трубам из Туркменистана, Мьянмы и России. Доля СПГ в импорте

⁷⁷ International Energy Agency - The Asia Quest for LNG in a Globalising market, p. 38-39

⁷⁸ International Energy Agency – Medium-Term Gas Market Report 2016

достигнет 45% к 2040 г. Индия по долгосрочным прогнозам будет потреблять 190 млрд. куб. м природного газа к 2040. Из этого на импорт придется 100 млрд. куб. м, большая часть будет поступать в виде СПГ. Собственная добыча в Малайзии снизится с 70 млрд. куб. м в год до 50 млрд. куб. м газа в год, при условии постоянного роста внутреннего спроса. Австралия, как поставщик СПГ, обгонит Катар уже к 2020 году. Внутренняя добыча возрастет на 135 млрд. куб. м газа, практически все этого будет отправлено на экспорт. Доля газа в энергобалансе АТР возрастет с нынешних 21% до 24%, при этом 34% роста придется на сектор электрогенерации.

Добыча газа растет по всему миру, лидерами будут являться США, Австралия, Восточная Африка. Учитывая отдаленность регионов добычи от регионов спроса, а также превышения уровня добычи над спросом внутри страны, очевидно, что большинство добытого газа будет отправлено на экспорт в виде СПГ. Доля межрегиональной торговли СПГ вырастет с сегодняшних 42% до 53%. Этому поспособствует и изменение условий контрактов, в частности, отмена конкретного пункта назначения, что облегчит формирование единого глобального рынка газа, где цена будет определяться балансом спроса и предложения.

Большинство проектов СПГ в стадии строительства приходятся на Австралию и США. Австралийские проекты имеют два важных преимущества перед американскими: первое - географическое – близость к перспективным рынкам сбыта, что напрямую скажется на стоимости транспортировки, а второе - то, что австралийские проекты должны начать свою работу раньше американских – приблизительно к 2018 году. В то время как американские проекты отличаются более низкой стоимостью добычи, поскольку большая часть газа добывается на суше, в отличие от дорогих шельфовых проектов в Австралии, и более низкой стоимостью инфраструктуры и новых установок для сжижения газа. Существующая трубопроводная инфраструктура, также как и наличествующие установки по регазификации сжиженного газа, которые переоборудуются в заводы по сжижению – снижают итоговую стоимость СПГ. Четыре из пяти строящихся на данный момент заводов по сжижению переоборудуются из существующих регазификационных терминалов и экономят на уже построенной портовой, трубопроводной инфраструктуре и резервуарах для хранения СПГ.

Инвестиции стран региона АТР в перспективные проекты по сжижению газа по всему миру достаточно диверсифицированы. В плане инвестиций азиатских компаний в отрасль по сжижению газа в Северной Америке наблюдается разноплановая картина. С одной стороны – сильное влияние азиатских компаний в Канаде, в отличие от США, где наблюдается достаточно небольшая доля азиатских инвестиций и только в сектор добычи. В России азиатские компании – существенные покупатели и даже инвесторы в проекты, например, завод «Ямал СПГ». В Австралии ощущается достаточное влияние со стороны азиатских инвесторов, особенно в новые планируемые проекты. В Восточной Африке влияние Азии весьма высоко, т.к. проекты сложные, с отсутствующей инфраструктурой и недостатком квалифицированных кадров. Китайские, индийские, сингапурские и тайские компании уже владеют частью лицензий на месторождения на африканском шельфе, особенно много инвестиций в настоящее время в Мозамбике, в Танзании несколько меньше. Китай, Япония и Южная Корея – страны с самым сильным присутствием во всех четырех регионах, инвестируют одновременно и в сектор добычи, заводы по сжижению газа и контрактуют объемы газа. Индия также широко представлена, но практически не присутствует в австралийских проектах ни в секторе добычи, ни в секторе транспортировки.

Таблица 1.

Инвестиции азиатских компаний по регионам

	Китай	Индия	Индонезия	Япония	Корея	Малайзия	Сингапур	Тайвань	Таиланд	Вьетнам
Северная Америка										
Сектор добычи	+	+	-	+	+	+	-	-	-	-
СПГ	+	+	-	+	+	+	-	-	-	-
Контракты	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
Россия										
Сектор добычи	+	+	-	+	-	-	-	-	-	-
СПГ	+	-	-	+	-	-	-	-	-	-
Контракты	+	+	-	+	+	-	-	-	-	+
Австралия										
Сектор добычи	+	+	-	+	+	+	+	+	-	-
СПГ	+	-	-	+	+	+	+	+	-	-
Контракты	+	+	-	+	+	+	-	+	-	-
Восточная Африка										
Сектор добычи	+	+	-	+	+	+	+	-	+	-
СПГ	+	+	-	+	+	-	+	-	+	-
Контракты	+	+	-	+	+	-	+	-	+	-

Источник: International Energy Agency – The Asia Quest for LNG in a Globalising market

Все проекты, находящиеся сейчас в стадии строительства – результат инвестиций, сделанных между 2009 и 2015 годами, и долгосрочных контрактов, заключенных до 2014 года. 15 заводов, суммарной мощностью в 150 млрд. куб. м газа в год строятся в Австралии, Малайзии, Индонезии, США, России и Камеруне. Если в ближайшие два-три года не будет принято новых инвестиционных решений, объемы сжижения выйдут на стадию плато к 2023 году. В этом году достигли финального инвестиционного решения (Final Investment Decision – FID) производственные мощности общим объемом всего лишь 5 млрд. куб. м газа, по сравнению с 35 млрд. куб. м в среднем ежегодно за прошедшие пять лет. Также количество новых долгосрочных контрактов, которые являются одним из ключевых факторов (по подсчетам IEA все проекты прошедшие FID с 2009 по 2016 год были законтрактованы на 86% перед принятием решения), предваряющих FID, резко упало в 2015 и осталось на низких уровнях в 2016. Австралийские проекты, на стадии предваряющей стадию FID, были предварительно законтрактованы на 87%, американские на 91%, а российский проект компании Новатэк «Ямал СПГ» на 90%.

В то время как снизилось количество предложений по строительству береговых заводов по сжижению газа, количество предложений по строительству плавучих терминалов только растет. Четыре плавучих проекта СПГ в Австралии, Малайзии и Камеруне суммарной мощностью 8,7 млн. тонн в год находятся в настоящее время в стадии строительства. Еще 24 проекта суммарной мощностью 171 млн. тонн в год были заявлены в основном в США, Канаде и Австралии. Такие проекты направлены на коммерциализацию не крупных удаленных шельфовых месторождений и могут избежать большинства юридических коллизий связанных со строительством завода на побережье.

Практически все строящиеся и планируемые на данный момент заводы по сжижению природного газа рассматривают рынок стран АТР как ключевой. Какие же преимущества в такой ситуации могут быть у российских проектов? В России с 2009 года производит СПГ

единственный пока завод на острове Сахалин, в числе его акционеров японские компании Mitsui (12,5% акций) и Mitsubishi (10% акций), а сжиженный газ отправляется на экспорт в Китай, Южную Корею, Японию и Тайвань. ПАО «Газпром» и компания RoyalDutch Shell ведут переговоры о строительстве третьей производственной линии завода, что позволит увеличить его производственную мощность на 5 млн. тонн СПГ в год, весь произведенный газ отправится на рынки стран АТР. В ближайшее время должен быть запущен завод на полуострове Ямал. По данным компании Новатэк, на конец июня 2016 года готовность проекта составила 60%, а законтрактовано уже более 96% газа на ближайшие 20 лет. Основными инвесторами завода стали китайские компании, в Китай и будет направлена основная часть законтраktованного газа. Остальные крупнотоннажные проекты (Балтик СПГ, Печора СПГ, Арктик СПГ, Дальневосточный СПГ, Владивосток СПГ) находятся пока на разных стадиях проектирования и утверждения и могут использовать свои преимущества для заключения долгосрочных контрактов и прохождения стадии FID. Географические преимущества, которые наличествуют у российских проектов - относительная близость к потенциальным рынкам сбыта в АТР: при летней навигации по Северному морскому пути существенно сокращается время доставки с проектов расположенных на побережье Северного ледовитого океана, не говоря уже о близости проектов в районе г. Владивосток и острова Сахалин, что позволит снизить транспортные расходы. Второе географическое преимущество – низкие температуры, которые позволяют существенно снизить затраты электроэнергии на сжижение газа, что напрямую скажется на итоговой цене товара и, как это можно регулярно наблюдать на примере производства СПГ на заводе Сахалин-2, превысить проектную мощность по сжижению и ежегодно выходить на 105-106% объемов производства. Необходимо использовать данные преимущества при привлечении азиатских инвестиций в отечественные проекты, особенно, в условиях западных санкций и невозможности доступа к долгосрочным кредитам, учитывая заинтересованность стран АТР вкладываться не только в заводы по сжижению, но в сектор добычи. Также российские проекты могли бы предлагать соответствующие контрактные условия, учитывая потребности азиатских импортеров в среднесрочных и краткосрочных контрактах, а также объемах СПГ, продаваемых на споте, а в плане долгосрочных контрактов – отменить итоговую привязку к пункту назначения. Нельзя забывать о высоко ценимой азиатскими покупателями надежности поставок, которую необходимо обеспечить и соблюдать. Более низкие цены, по сравнению с другими проектами в Австралии и Восточной Африке, более короткие расстояния, чем у американских проектов и более выгодные контрактные условия позволят российским проектам занять свою нишу на быстро растущем рынке стран АТР и выйти на уровень, указанный в Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 г. – 55 млн. тонн СПГ в год, что позволит совместно с экспортом нефти и трубопроводного газа довести долю экспорта в страны АТР в общероссийском экспорте энергоресурсов до 39%⁷⁹.

Список литературы

1. International Energy Agency – World Energy Outlook 2016 <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>
2. International Energy Agency – Key Natural Gas Trends <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyNaturalGasTrends-1.pdf>
3. International Energy Agency – The Asia Quest for LNG in a Globalising market <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/PartnerCountrySeriesTheAsianQuestforLNGinaGlobalisingMarket.pdf>
4. International Energy Agency – Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia

⁷⁹ Энергетическая стратегия РФ до 2035 г.

- http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/asiangashub_final_web.pdf
5. U.S. Energy Information Administration – International Energy Outlook 2016
[http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
 6. International Gas Union - World LNG Report 2016
<http://www.igu.org/publications/2016-world-lng-report>
 7. International Gas Union - Wholesale Gas Price Survey 2016 Edition
http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf
 8. GIIGNL - The LNG Industry Annual Report 2016 Edition
http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2016/05/GIIGNL_2016_annual_report.pdf
 9. IEA – Global Gas Security Review 2016
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalGasSecurityReview2016.pdf>
 10. BP Statistical Review of World Energy 2016
<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
 11. Энергетическая стратегия РФ до 2035 г.
http://www.rsppvo.ru/attachments/Energ_strategi_Novak.pdf

Конкуренция в условиях международной интеграции рынков природного газа

Сегодня мы являемся свидетелями активных, подчас неоднозначных, международных интеграционных процессов, в орбиту которых все больше вовлекаются газовые рынки. Производство, транспортировка и коммерциализация природного газа сопряжены с многочисленными рисками, масштаб которых возрастает по мере активизации фундаментальных и институциональных трансформаций мировой энергетики и глобальной экономики. С одной стороны, эти трансформации претендуют на преодоление неопределенностей, а с другой – порождают новые неопределенности, реагируя на которые, все время обновляется портрет мировой энергетики.

Будучи стратегическим энергоносителем, не превратившись в отличие от нефти и других минеральных ресурсов, в мировой коммодити⁸⁰, природный газ продолжает оставаться наиболее «зарегулированным» в мире товаром (за исключением, возможно, товаров военного назначения и ядерного цикла). При этом центр регуляторной компетенции рынков газа, традиционно удерживаемый национальными правительствами, постепенно смещается в сторону международных институтов, большинство которых созданы и функционируют в рамках международной экономической интеграции. Вот почему состояние конкуренции на мировых газовых рынках, как, впрочем, их структура и нормативно-правовые режимы их функционирования, определяются не столько экономическими концептами, сколько широким набором политических, регуляторных и технических факторов, формируемых на национальном и международном уровнях.⁸¹

Опыт международной экономической интеграции, изменяющей условия конкуренции на мировых рынках природного газа, представляется важным для России, как в контексте создания Общего рынка газа Евразийского экономического союза, так и с позиции совершенствования ее российской экспортной стратегии.

1. Международная экономическая интеграция - механизм управления неопределенностью

Последние полтора-два десятилетия прошли под знаком либерализации национальных рынков газа, ключевым элементом которой стало внедрение и развитие конкуренции. Инструментами развития конкуренции стало разукрупнение вертикально интегрированных компаний, внедрение концепта недискриминационного доступа третьих лиц, причем, изначально - к газотранспортным инфраструктурам, а затем постепенно - к другим звеньям производственно-сбытовой цепочки, как «в вверх» – к газовым ресурсам и добычным активам, так и «вниз» - к различным сегментам рынка, торговым механизмам и потребителям.

Во многих странах реформы газовых рынков совпали по времени и осуществлялись на фоне процессов международной экономической интеграции, охватившей ключевые регионы мира – Западную Европу, Северную и Южную Америку, Евразию. Реализуемые интеграционные модели, проектировались в период расцвета идей неолиберализма, для которого характерны отказ государств от непосредственного участия в бизнесе, перенос акцентов с регулирования спроса на товары на стимулирование их производства («рейганомика», «тэтчеризм», «План Делора»). В своем большинстве эти модели нацелены

⁸⁰ Подробнее - Еремин С.В. «Станет ли природный газ товаром мировой биржевой торговли?» // Мировая экономика и международные отношения, 2016 (№1) т. 60, стр. 82-92.

⁸¹ Yegorov Y., Wirl F., “Gas Transit, Geopolitics and Emergence of Games with Application to CIS Countries”, USAEE-IAEE WP 10-044, February 2010. – p 29. // https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1560563

на переход к открытой рыночной экономике, предполагающей приватизацию и либерализацию торговли, как средство осуществления структурных реформ и модернизации национальных экономик. Международная интеграция рынков природного газа является производной этих масштабных интеграционных процессов.

Природный газ стал стержнем региональной интеграции, либо важным аспектом деятельности таких крупнейших региональных интеграционных объединений, как Европейский союз (ЕС), Североамериканское соглашение о свободной торговле (НАФТА), Общий рынок стран Южной Америки (МЕРКОСУР) и Евразийский экономический союз (ЕАЭС). Хотя эти группировки ставят перед собой разные цели энергетического сотрудничества, проектируют различную глубину и формат интеграции газовых рынков, их объединяет стремление минимизировать современные угрозы и вызовы в энергетической сфере, а также обеспечить эффективность функционирования газовой отрасли, надежность и качество энергоснабжения потребителей. Международная экономическая интеграция является одним из инструментов достижения этих целей, служит действенным механизмом управления неопределенностью и рисками, генерируемыми проблемами мировой экономики и политики.

Интеграция устраняет барьеры на пути свободного перемещения товаров и факторов производства, предполагает координацию экономической политики интегрирующихся государств, унификацию рыночных структур и регуляторного режима проводимых транзакций. Интеграция позволяет осуществлять обмен товарами, произведенными с наименьшими издержками. Например, газовый потенциал Канады, Норвегии и Боливии наиболее эффективно может быть реализован только при наличии крупных рынков сбыта в соседних странах (США, Евросоюз, Бразилия). Разработка национальных газовых запасов при ограниченности спроса внутреннего рынка вряд ли была экономически рентабельной.

Для Евросоюза (Маастрихтский договор вступил в силу 1.11.1993 г.), создание единого рынка природного газа – это краеугольный камень фундамента европейской интеграции, одно из слагаемых более масштабной работы, по созданию в рамках континента гомогенного торгово-экономического пространства, с целью обеспечения устойчивого развития Европы на основе сбалансированного экономического роста, стабильности цен и конкурентоспособной рыночной экономики.

Страны, входящие в НАФТА (Североамериканское соглашение о свободной торговле вступило в силу 1.01.1994 г.), рассматривают газовую интеграцию в фокусе активизации взаимной торговли энергоресурсами, осуществляемой в рамках поступательной либерализации энергорынков.

Государства МЕРКОСУР (Асунсьонский договор вступил в силу – 1.01.1995 г.), реализуя интеграционный проект, делают ставку на развитие конкуренции в сегментах добычи и поставки газа, приведение в соответствие цен и тарифов на газ экономическим издержкам, свободный выбор источников его поставки оптовыми поставщиками и крупными потребителями газа.⁸²

Евразийский экономический союз (Договор о ЕАЭС вступил в силу 1.01.2015 г.) несколько позднее встал на рельсы интеграции. Он ставит перед собой амбициозную задачу создания на территории государств-участников к 2025 г. общего рынка газа, который рассматривается в качестве действенного инструмента обеспечения энергетической безопасности Союза, реализации его ресурсного и технологического потенциала, повышения конкурентоспособности на мировых энергетических рынках.

⁸² Еремин С.В., «Региональная интеграция газовых рынков: опыт, проблемы, перспективы глобализации» // Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России, Москва, ИМЭМО РАН, 2015, с.52-63

Содержание специфических политик, реализуемых международными экономическими группировками находится в прямой зависимости от того, являются ли эти группировки нетто-импортерами, нетто-экспортерами газа, либо они самодостаточны (сбалансированы).

Так, ЕС представляет собой интеграцию преимущественно стран нетто-импортеров газа. Объем торговли газом внутрирегионального производства существенно ниже импорта. НАФТА и МЕРКОСУР являются примером в целом газодостаточных регионов, реализующих потенциал комплементарности локального газового ресурса. Однако природа этой самодостаточности различна. Если для МЕРКОСУР внутрирегиональная торговля - есть способ использовать сравнительные ресурсные преимущества отдельных стран, а для НАФТА – географических преимуществ отдельных территорий, где многие крупные центры газопотребления тяготеют к центрам газодобычи, находящимся на территории сопредельных государств. ЕАЭС – интеграционное объединение, являющееся нетто-экспортером газа. Россия и Казахстан полностью покрывают спрос на газ Армении, Белоруссии и Кыргызстана и ставят существенные объемы в третьи страны.

Развитие многостороннего торгово-экономического сотрудничества дополнило классическую классификацию Б. Балаша⁸³ новыми организационными форматами, прежде всего характеризующими промежуточные стадии между ее уровнями. Так, на начальном этапе развития интеграции многие страны заключают соглашения об ассоциации или стратегическом партнерстве с действующими экономическими союзами. Двусторонние соглашения бывают как общего характера, так и секторальные, т.е. регулирующие отношения экономического блока и третьих стран в конкретных отраслях, например, в сфере поставки газа. В таком формате с Евросоюзом в газовой отрасли сотрудничает Алжир (соглашение об ассоциации вступило в силу 1.09.2005 г.), а с МЕРКОСУР - Боливия (соглашение об ассоциации вступило в силу 28.02.1997 г.) и Чили (соглашение о свободной торговле вступило в силу 1.10.1996 г.).

Для стран (обычно экспортеров), находящихся вне периметра международных интеграционных союзов, консолидация торговых блоков является дополнительным фактором неопределенности. Им приходится иметь дело с новой структурой энергетического бизнеса, изменяющей баланс рыночных сил; с новыми компетенциями и бизнес-моделями традиционных торговых партнеров; новым набором правил и положений, непосредственно касающихся их бизнеса. Эти изменения создают дополнительные сложности для принятия стратегических решений экспортеров.

2. Конвергенция рыночных сегментов природного газа - следствие международной экономической интеграции.

Любая международная экономическая группировка, независимо от поставленных целей интеграции и ее глубины, формирует торгово-экономические пространства,

⁸³ Классическая классификация по Б. Балаша предусматривает 5 уровней региональной интеграции: «Зона свободной торговли» (ЗСТ), главной характеристикой которой является отмена таможенных пошлин и квот; «Таможенный союз» (ТС), предполагающий кроме ЗСТ установление единого таможенного тарифа и формирование единой торговой политики в отношении третьих стран; «Общий рынок» (ОР) – в рамках которого устраняются любые барьеры для свободного передвижения товаров, услуг, капиталов, технологий и трудовых ресурсов; «Экономический и валютный союз» предусматривает наличие единой валюты и осуществление общей экономической политики; и, наконец, «Политический союз», означающий создание конфедеративного государства. Подробнее - Balassa Bela A., *«The Theory of Economic Integration»* // Homewood, Illinois, R.D. Irwin, 1961

отличающиеся между собой по принципам функционирования, регулирования и конкуренции. Это – *внутреннее* интеграционное пространство, создаваемое на основе многосторонних соглашений о свободной экономической зоне, таможенном союзе или общем рынке (в зависимости от целей и глубины интеграции) и *внешний* контур сотрудничества, в пределах которого интеграционная группировка строит свои отношения с игроками третьих стран на основе двусторонних соглашений, либо многосторонних торгово-экономических механизмов, например, правил ВТО.

На внутреннем поле компании-резиденты данной группировки конкурируют за оптового и конечного потребителей газа, как между собой, так и компаниями-нерезидентами, получившим доступ к внутренним рынкам интеграционного союза. На границах экономического союза формируется сфера конкуренции между субъектами третьих стран за поставки газа в страны интеграционного союза.

По мере развития международной интеграции все больший объем трансграничной торговли газом реализуется на основе принципов внутреннего энергетического рынка. Происходит своего рода конвергенция прежде практически не пересекающихся внутреннего и внешнего сегментов рынка.

Это постепенный процесс, и он усиливается с переходом к более высокой стадии интеграции. Так, в рамках зоны свободной торговли и таможенного союза снижаются и затем устраняются тарифные барьеры и ограничения для трансграничной поставки, координация экспортно-импортных сделок, прежде всего по срокам и объемам, с межправительственного уровня опускается на корпоративный. При этом до определенной степени происходит взаимная гармонизация стандартов и регуляторных практик стран-участников интеграционной группировки. Это еще не единое экономическое пространство, а своеобразный третий, «гибридный» (совместный), сегмент рынка, где сделки сохраняют свой внешнеторговый статус, но совершаются по облегченным правилам интеграционного союза, которые отличаются от требований, предъявляемым к торговому обороту с третьими странами. Реакцией властей на диверсификацию (мультипликации) сегментов рынка и возникновение такого рода совместных рынков, становится введение универсальных для них регулирующих процедур. Этот процесс ускоряется и набирает силу при переходе интеграции в фазу формирования общего рынка, в рамках которой создается однородная регуляторная среда.

«Гибридный» рынок впервые возник в начале 1990-х гг. и, по мере развития международных экономических союзов, рос в объемах, главным образом за счет переноса в новое нормативно-правовое поле потоков газа, прежде реализуемого в режиме экспорта в третьи страны. Сегодня это существенный объем. Если в 2015 г. вся трансграничная торговля газом составила примерно 1050 млрд. куб. м, то из этого объема, как минимум 365 млрд. куб. м, или 35 %, не пересекали внешних границ интеграционных объединений. Они были реализованы внутри интеграционной группировки в режиме общего рынка, таможенного союза или зоны свободной торговли. Этот объем превысил объем трубопроводного экспорта в страны, не входящие в одну интеграционную группировку, - 338 млрд. куб. м. (для такого рода торговли газом в научной литературе даже возник термин «межрегиональная поставка»⁸⁴), а также эквивалентный объем поставок СПГ - 338 млрд. куб. м.⁸⁵

⁸⁴ Rogers H., Stern J., “Challenges to JCC Pricing in Asian LNG Markets” Oxford Institute for Energy Studies NG-81, February 2014 // <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/NG-81.pdf>

⁸⁵ BP Statistical Review of World Energy, June 2016 // bp.com/statisticalreview

3. «Гибридный» рынок природного газа: стадии и характеристики.

С определенной долей условности можно дифференцировать три типа «гибридного рынка» газа, которые строго соответствуют глубине интеграции конкретного экономического блока.

Первый тип соответствует начальному этапу интеграции. Его нормативно-правовой базой Соглашение о стратегическом партнерстве и сотрудничестве либо Секторальное соглашение. Так, Соглашение об ассоциации между Алжиром и Евросоюзом от 2003 г. предусматривает совершенствование институциональных, законодательных и регуляторных основ до уровня обеспечивающего, осуществление операционной деятельности национальных энергетических компаний, поощрение инвестиций. Особо регламентируется техническая модернизация и условия трансфера технологий и адаптации алжирских нефтегазовых компаний к требованиям рыночной экономики и конкуренции. Определены направления партнерства в конкретных отраслях энергетического сотрудничества. Созданные в соответствии с Соглашением двусторонние органы носят *консультативный* характер.⁸⁶

Устранение торговых барьеров, сопряжение национальных моделей рынков газа, гармонизация правил и стандартов составляют содержание второго типа «гибридного рынка», создаваемого в рамках зоны свободной торговли, как НАФТА либо таможенного союза, как МЕРКОСУР. Для управления интеграционными процессами здесь созданы межнациональные органы, наделенные *координирующей* компетенцией.

Третий тип соответствует наиболее зрелому этапу газовой интеграции – «общему рынку», построением которого занят ЕС и о создании которого заявил Евразийский экономический союз. В условия общего рынка происходит конвергенция «гибридного» и внутреннего рыночных сегментов, на базе унификации многочисленных доктринальных подходов, нормативных параметров, технологических моделей и коммерческих схем создается гомогенное торгово-экономическое пространство. В рамках общего рынка возникает агрегированный спрос на газ, иностранные поставщики получают право выходить на оптовые, а во многих случаях, и на розничные рынки. Соответственно, у потребителей страны-импортера возникает возможность выбора поставщика из числа не только национальных, но и иностранных компаний. Создание общего рынка природного газа требует создания наднациональных органов, обладающих *регулирующей* компетенцией.

Внешний контур газовой интеграционной повестки включает набор протекционистских и дискриминационных мер, применяемых в отношении стран, либо хозяйствующих субъектов, находящихся вне периметра соответствующего интеграционного объединения. Это коллективная стратегия стран-членов по укреплению внешней интеграционной границы. В числе конкретных мер можно рассматривать недавние инициативы ЕС по созданию Энергетического союза и по проведению предварительного аудита международных соглашений о взаимодействии в сфере энергетики на соответствие нормам ЕС.

Своеобразной формой защитных мер является экспансия норм интеграционного законодательства в третьи страны. Как свидетельствует опыт ЕС, она может проявляться «жесткой» и «мягкой» формах. Европейская экономическая зона, Энергетическое сообщество и Правила 3-го энергетического пакета распространяют нормы ЕС на государства, находящиеся вне периметра интеграционной группировки и их хозяйствующие субъекты. Органы ЕС среди прочего требует от компаний стран-нерезидентов публиковать

⁸⁶ “Euro-Mediterranean Agreement establishing an Association between the European Community and its Member States, of the one part, and the People's Democratic Republic of Algeria, of the other part - Annexes - Protocols - Final Act – Declarations, 2003” (вступил в силу 2005), // [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:22005A1010\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:22005A1010(01))

определенную инсайдерскую информацию, которой они владеют⁸⁷. Во исполнение этого требования Газпром публикует данные о фактических потоках транспортируемого в Европу газа. Кроме того, иностранные нефтегазовые компании, включая российские, экспортирующие свою продукцию в страны ЕС, должны с 2016 г. раскрывать информацию о платежах за пользование недрами, даже если таковые не находятся на территории ЕС.⁸⁸

Интеграция в ЕС привела к европеизации энергетической политики соседних стран и правил функционирования их газовых рынков. Вследствие этого возник новый трансформационный акцент, опирающийся на проводимую ЕС энергетическую политику, ключевыми элементами которой является поддержка новых технологий, а также совершенствование схем регулирования рынков природного газа⁸⁹.

Следует отметить, что потенциал дальнейших ужесточений далеко не исчерпан. Судя по задачам, которые ставит перед собой ЕС по обеспечению надежности импорта газа, и имеющемуся опыту взаимодействия Союза со странами-поставщиками⁹⁰, нельзя исключать введения требований по дифференциации источников поставки газа из одной страны, т.е. разрушения экспортных монополий. Также возможно распространение требований Директивы ЕС относительно улавливания и хранения углерода (Carbon capture and storage / CCS)⁹¹ на периферийные страны.

4. Изменение условий конкуренции поставщиков природного газа в Евросоюзе.

Интеграция рынков газа в ЕС коренным образом изменила характер конкуренции, роли потребителей газа, бизнес-модели и распределение стратегических / регуляторных компетенций между национальными и наднациональными органами. Совершенно очевидны эти изменения, если проследить их в хронологическом порядке. Можно выделить три продолжительных периода, отражающих ситуацию в Евросоюзе до формирования единого рынка природного газа (1985-2000 гг.), на начальном этапе его создания (2000-2015 гг.) и на завершающем (2015 г.+). Их ключевые характеристики приведены в Таблице 1.

Таблица 1.

Условия конкуренции поставщиков на этапах формирования единого рынка газа ЕС

1985-2000 гг.	2000-2015 гг.	2015 г.+
<i>Конкуренция поставщиков</i>		
Конкуренция фактически отсутствует (двусторонняя монополия), ограниченное число участников, высокая концентрация рынков	Расширение конкуренции, снижение рыночной концентрации за счет роста числа поставщиков. Возникает конкуренция с СПГ	Высокая конкуренция, деконцентрация рынка, появление новых компетенций игроков
<i>Статус ключевых импортеров</i>		
Национальные вертикально-интегрированные компании-монополисты, определяющие газовую политику на	Частные горизонтально-интегрированные энергохолдинги, имеющие в своей структуре газовые бизнес-	Компании традиционной энергетики (ВИЭ и синтетический газ выделяются в отдельные

⁸⁷ Регламент Европейского парламента и Совета Европейского Союза «О целостности и прозрачности оптового энергетического рынка (РЕМИТ)» от 25.10.2011 г. № 1227/2011

⁸⁸ Подробнее - Кондрашов А., Белякова М., Ковшин А., «Раскрытие фискальной информации российскими нефтегазовыми компаниями по требованиям директив ЕС», Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, Изменения и тенденции в регулировании ТЭК России и мира: в фокусе III квартал 2016, октябрь 2016 г., с.9-14. // <http://ac.gov.ru/files/publication/a/10552.pdf>

⁸⁹ Belyi, Andrei V., "Transnational Gas Markets and Euro-Russian Energy Relations", Springer, 29.04.2016 г. - p.217

⁹⁰ Норвегия под давлением ЕС в 2002 г. упразднила Комитет по поставкам газа (Gassforhandlingsutvalget - GFU) и отказалась от координации экспорта газа в страны ЕС, т.е. по сути, от «единого экспортного канала».

⁹¹ DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide, Official Journal of the European Union, L 140/114, 5.6.2009

соответствующих рынках и выступающие от имени всей отрасли («голос отрасли»)	единицы, слабо влияют на формирование газовой политики ЕС	компания), а также большинство категорий конечных потребителей.
<i>Доминантная модель бизнеса</i>		
Двусторонняя торговля «на границе», по долгосрочным контрактам, по ценам, не отражающим баланс спроса и предложения	Дифференцированный портфель долгосрочных и краткосрочных контрактов, гибридное ценообразование	Преимущественно организованная торговля, включая финансовыми инструментами, хабовое ценообразование
<i>Обладатели стратегических /регуляторных компетенций</i>		
Национальные правительства (сильное влияние национальных монополистов, выполняющих многие регуляторные и квази-регуляторные функции)	Распределение компетенций. ⁹² ЕС: вопросы общего рынка, э/безопасности и интеграции. Национальные регуляторы: эксплуатация своих ресурсов, выбор между различными источниками поставки газа	Дальнейшее смещение регуляторных компетенций на наднациональный уровень, в т.ч. вероятность формирования «единого импортного канала (Энергосоюз ЕС и др.).

Источник: составлено автором.

В сегменте трубопроводного газа компании России, Норвегии, Нидерландов и Алжира конкурируют за рынок газа в Европе (динамика объемов – см. Рисунок 1). Все вместе они вынуждены конкурировать с поставщиками СПГ, наиболее мощным из которых является Катар. После 2017 г. ожидается выход на мировой рынок новых объемов СПГ, который может изменить сложившийся баланс конкуренции.

Рисунок 1. Динамика объемов экспорта природного газа в Европу.

Источник: Данные за 2010-2015 гг. - «Отчет ПАО Газпром за 3 кв. 2016 г» приводятся в соответствии с российскими стандартами качества газа. Данные 2016 г. – оценка автора

⁹² Подробнее о разделении компетенций – см. Лиссабонский договор о внесении изменений в Договор о Европейском Союзе и Договор об учреждении Европейского сообщества, от 13.12. 2007 г.

После финансово-экономического кризиса 2008-2009 гг. спрос на газ в Европе снизился примерно на 20 % или более чем на 100 млрд. куб. Наибольшее снижение отмечалось в странах южной Европы, которые кризис поразил более всего. Посткризисное восстановление объемов потребления происходило медленно и отягощалось экспансией возобновляемых источников энергии (ВИЭ), эффектами долговременной политики Евросоюза по энергоэффективности и энергосбережению, а также «сланцевой революцией» в США, которая вытеснила в Европу подешевевший уголь. Надо иметь в виду, что спрос на газ в Европе в указанный период снизился больше объемов снижения локальной газодобычи, что сузило нишу для импортного газа.

В наиболее сложной ситуации оказался Алжир, трубопроводный экспорт газа, которой в Италию, Испанию и Португалию сократился с 30-35 млрд. куб. м. (в течение 2002-2008 гг.) до 26 млрд. куб. м. в 2009 г. Затем, после некоторого восстановления в 2010-2012 гг. экспорт газа в ЕС снизился до 21 млрд. куб. в 2015 г.⁹³ Это произошло не только вследствие стагнации европейского спроса, но дефицита инвестиций в алжирскую газодобычу, принявшего угрожающие для отрасли масштабы. Инвестиционная привлекательность Алжира резко сократилась как из-за террористических атак на объекты газодобычи, так и в результате отсутствия мер по модернизации газовой отрасли и рынка. Вместе с тем в 2016 г. алжирский экспорт растет и, по некоторым оценкам, он может достичь 48-50 млрд. куб. м.

Нидерланды достаточно интенсивно сокращали экспорт газа – с 54,5 в 2012 г. до 40,6 млрд. куб. м в 2015 г. Правительство этой страны реализует политику консервации ресурсов, которая вызвана истощением уникального Гронингенского месторождения, где добывается основной объем голландского газа (в 2015 г. ~ 70 %), а также участвовавшими в последние годы локальными землетрясениями. Как считается, они вызваны деформацией отработанной пористой породы газовых залежей Гронингена, находящегося в эксплуатации уже более 50-лет⁹⁴. С 2016 г. верхний предел объема газодобычи на Гронингенском месторождении был снижен до 24 млрд. куб. м с возможностью увеличения объемов лишь зимой - в случае сильного понижения температуры.⁹⁵ Следует отметить, что к 2030 г. истощение газовых ресурсов в Нидерландах может привести к прекращению экспорта газа из этой страны и превратить ее в нетто-импортера.⁹⁶

⁹³ BP Statistical Review of World Energy, June 2016 // bp.com/statisticalreview

⁹⁴ Первые толчки стали ощущаться в 1991 г. Своего максимума они достигли в 2013 г. когда было зафиксировано 119 толчков из них два – силой 303,5 балла по шкале Рихтера. В 2014 г. число толчков снизилось до 80-ти. Подробнее - Vantarwijk M., Kent S., “Dutch Government to Cut Groningen Gas-Field Output”, Wall Street Journal, June 23, 2015 // <http://www.wsj.com/articles/dutch-government-to-cut-groningen-gas-field-output-1435076916>

⁹⁵ Reuters, “UPDATE 2-Dutch government cuts Groningen gas field production”, Jun 23, 2015 // <http://www.reuters.com/article/netherlands-gas-groningen-idUSL8N0Z928L20150623>

⁹⁶ Годовой отчет компании Gas Terra за 2015 г., официальный сайт компании// <http://jaarverslag2015.gasterra.nl/en/gas/supply-and-sales>

Рисунок 2. Динамика цен на основные энергоресурсы в Европе.

Источник: Quarterly report on European Gas Markets, Market Observatory for Energy DG Energy, Vol.9 (fourth quarter of 2015 & first quarter of 2016)

Россия, несмотря на экономические кризисы и неблагоприятную для поставщиков газа рыночную конъюнктуру в Европе, в 2011-2014 гг. сумела удержать, а в дальнейшем - нарастить объемы экспорта газа в Европу до 160 млрд. куб. м в 2015 г. Текущий год обещает стать рекордным для России по объемам экспорта газа. Дальнее зарубежье – свыше 170 млрд. куб. м.

Норвегия наращивала свой экспорт газа в Европу с 114 млрд. куб. м в 2010 г. до 125 млрд. куб. м в 2015 г.⁹⁷ В 4 квартале 2014 г. и 1 квартале 2015 г. Норвегия даже опережала Россию по объемам экспорта в ЕС. Во многом это объяснялось большей гибкостью в ценообразовании норвежских контрактов. Однако после того, как Газпром начал предоставлять скидки крупнейшим покупателям в ЕС, а Норвегия ограничила газодобычу на своем крупнейшем месторождении Troll, Россия вернула себе лидерство по объемам поставок газа в ЕС.

Что касается сжиженного природного газа, то к 2015 г. он сократился до 55 млрд. куб. м. Рекорд был поставлен в 2012 г. - 68,2 млрд. куб. м.⁹⁸ Трубопроводный газ в Европе оказался более востребованным поскольку цены на него существенно снизились, достигнув десятилетних минимумов в 2016 г. Газ, индексируемый по ценам к нефтепродуктовой корзине, снижался более интенсивными темпами и, начиная примерно с середины 2015 г., он опустился ниже цен на уголь, конкуренция которого с газом наиболее заметна в сегменте тепловой электрогенерации (см. Рисунок 2). Сегодня в топливном балансе производства электроэнергии в Европе наблюдается устойчивое вытеснение природным газом более дорогого угля.

⁹⁷ Данные по объемам приведены в соответствии с российскими стандартами качества газа из «Отчета ПАО Газпром за 3 кв. 2016 г», официальный сайт ПАО «Газпром» // <http://www.gazprom.ru/f/posts/36/607118/gazprom-emitent-report-3q-2016.pdf>

⁹⁸ BP Statistical Review of World Energy, June 2014, June 2016 // bp.com/statisticalreview

5. Опыт международной экономической интеграции в контексте создания общего рынка газа ЕАЭС.

Государства-участники Евразийского экономического союза реализуют амбициозный проект по созданию общего рынка природного газа к 2025 г. По состоянию на конец 2016 г. согласованы базовые условия будущего рынка⁹⁹ и принята Концепция его создания.¹⁰⁰ Следующим этапом «дорожной карты» формирования нормативно-правовых основ газовой интеграции станет Программа практических действий по реализации Концепции, которая должна быть утверждена до 2018 г. Рассмотренный выше международный опыт может быть весьма полезным, как с точки зрения принятия оптимальных стратегических решений по направлениям, глубине и способам евразийской газовой интеграции, так и возможности избежать повторения ошибок, совершенных ранее ее предшественниками.

Формирование общего рынка природного газа в ЕАЭС будет успешным, если его участники смогут (1) преодолеть институциональную неоднородность текущих моделей национальных рынков природного газа и (2) сумеют на основе консенсуса спроектировать Целевую модель будущего общего рынка природного газа, в рамках которой достигнутые положительные эффекты стран ЕАЭС от газовой интеграции (Benefits) превысят их издержки (Costs).

1) Национальные рынки газа стран ЕАЭС, на базе которых должен быть сформирован общий рынок, находятся в разных этапах эволюционного развития и отличаются разнообразием функциональных моделей. Так, рынок газа Беларуси функционирует в рамках системы государственного управления и планирования, в Казахстане реализуется модель «главного покупателя», характерная для монопольных типов рыночных структур. В России рынок соответствует характеристикам монопольной конкуренции, где, наряду с доминирующим игроком действуют независимые организации и работает (хотя и с ограниченным оборотом) газовая биржа. Рынки Армении и Кыргызстана находятся на начальной стадии формирования и имеют все признаки монопольной структуры.

Все страны ЕАЭС объединяет высокая степень государственного вмешательства в функционирование рынков, а иногда непосредственная вовлеченность государства в хозяйственную деятельность. Конкуренция развита слабо, а чаще отсутствует. Действуют высокие барьеры для входа на рынок новых игроков. Регулирование цен на газ осуществляется на базе различных методологий их расчета, уровни цен во многом зависят от социально-экономических и политических целей, которые преследуют национальные правительства. Как следствие - цены субсидируются.

Учитывая различия стартовых условий национальных рынков газа государств-участников ЕАЭС, наиболее оптимальным представляется двухэтапный формат движения к общему рынку. Обеспечение институциональной однородности моделей национальных рынков по согласованным ключевым критериям должно стать содержанием первого этапа. В дальнейшем главный фокус следует сместить на формирование институтов наднационального уровня, обеспечивающих координацию и регулирование общего рынка газа на его функциональной стадии.

2) Целевая модель будущего общего рынка природного газа ЕАЭС должна содержать ответы на ключевые вопросы относительно

- распределения стратегической / регуляторной компетенции между органами ЕАЭС национальными правительствами;

⁹⁹ Договор о Евразийском экономическом союзе: подписан в г. Астане 29.05.2014 г. (ред. от 08.05.2015). URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/

¹⁰⁰ Концепция формирования общего рынка газа ЕАЭС, Официальный сайт Евразийской экономической комиссии, 22.12.2015 г. // <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/22-12-2015-4.aspx>

- структуры общего рынка, наличия конкуренции, статуса участников, механизмов торговли, контрактной схемы, принципов ценообразования и расчета тарифов, регулирования доступа к инфраструктурам, рынкам и потребителям и т.д.;
- структуры внешнего контура интеграции (отношения с третьими странами), особенно, учитывая, что проблемы регулирования экспорта газа в третьи страны сегодня формально вынесены за скобки интеграционной повестки ЕАЭС. Однако объективная необходимость реализации газоэкспортного потенциала стран ЕАЭС требуют принятия мер по координации их экспортной политики;
- порядка имплементации программных документов (очередность /процедуры), особенно, на стадии «гибридного рынка».

Сегодня государства ЕАЭС располагают всеми исходными предпосылками для осуществления глубоких интеграционных процессов в газовой сфере. Это значительный ресурсный потенциал, наличие развитой газотранспортной инфраструктуры, современных технологий и квалифицированных кадров. Исторический опыт функционирования газовой отрасли в составе единого хозяйственного комплекса, общность целей развития и совпадение позиций стран ЕАЭС по ключевым вопросам региональной и мировой геополитики создают дополнительный благоприятный фон для углубления взаимной интеграции.

6. Перспективы повышения конкурентоспособности российского газа в условиях интеграции европейского рынка природного газа.

Низкая ценовая конъюнктура на газ, сложившаяся в 2015 – 2016 гг., скорее всего окажется продолжительной. На это указывают фундаментальные тренды мировой экономики и энергетики, а также динамика цен на энергоносители. Данное снижение цен на газ в определенном смысле имело положительные последствия для российской газовой отрасли. Не говоря о том, что оно заставило производителей принять жесткие меры по сокращению затрат (в том числе, действительно, избыточных, какие трудно было бы сократить в более благоприятной ценовой конъюнктуре), оно позволило России существенно нарастить объемы экспорта в Европу, несмотря на разного рода экономические санкции и регуляторные барьеры со стороны Евросоюза.

На фоне низких цен российский газ оказался более конкурентоспособен, чем СПГ и даже норвежский газ, объемы экспорта которого стабилизировались в 2016 г. Впервые за несколько лет газ выглядел экономически более привлекательным по сравнению с углем и энергией, вырабатываемой на базе возобновляемых источников. Все эти обстоятельства, наряду с существенным снижением объемов местной газодобычи, увеличивающей зависимость ЕС от импорта газа, о чем упоминалось выше, создают хорошие перспективы для дальнейшей экспансии российского газа на данном региональном рынке. Таким образом, возникает реальная возможность обратить низкую ценовую конъюнктуру и жесткую газовую риторику ЕС из угрозы в возможность повышения глобальной конкурентоспособности российского газа.

Что для этого нужно? Как представляется, выполнение двух главных условий: (1) умение российской газовой отрасли долговременно работать на экспорт с низкими издержками и (2) улучшение имиджа российского газа в Европе.

1) В числе мер по адаптации российского газа к низкой ценовой конъюнктуре, сложившейся на европейском направлении, можно предложить следующие.

- Производить отгрузку на экспорт наиболее низкого по стоимости поставки газа, включая газ, добытый независимыми производителями, в том числе, - из стран ЕАЭС. Закон Российской Федерации «Об экспорте газа» от 18.07.2006 г. № 117-ФЗ наделяет

статусом экспортной монополии организацию – собственник Единой системы газоснабжения, т.е. ПАО «Газпром», - или его 100-процентные дочерние общества. Однако в законе не говорится о том, что экспортироваться должен исключительно газ, добываемый Газпромом. Поэтому, если независимые производители могут предложить к поставке на экспорт газ, произведенный с меньшей стоимостью, чем ПАО «Газпром», то они должны иметь право сделать это.

- Принимать решения о целесообразности реализации крупных инвестиционных проектов только с учетом наличия / отсутствия избыточности газодобычных и газотранспортных мощностей, а также по результатам технологического и ценового аудита предлагаемых к реализации проектов.
- Повысить емкость внутреннего газового рынка, в том числе, за счет стимулирования внутреннего газопотребления в России и других странах ЕАЭС. Как представляется, значительный потенциал кроется в демонополизации сегмента газораспределения и придании деятельности по газораспределению статуса услуги общеэкономического характера. Это расширит доступ потенциальных российских потребителей к газовым сетям, а значит создаст предпосылки к сокращению незадействованных газодобычных и газотранспортных мощностей. Несмотря на предпринимаемые уполномоченными органами власти России по устранению препятствий (включая бюрократические) к подключению к газотранспортным и распределительным сетям российских потребителей газа, здесь остается еще немало проблем.

2) Улучшение «имиджа российского газа» в Европе позволит в значительной степени нивелировать обеспокоенность Евросоюза по поводу надежности поставок газа из России и снизить актуальность дискуссии о необходимости принятия жестких мер по сокращению энергозависимости региона от третьих стран. В комплексе мер по улучшению «имиджа» можно предложить

- Укрепление статуса России, как надежного поставщика газа. Здесь ключевое значение имеет устранение конфликтности российских и европейских бизнес-моделей и деловых практик. С учетом того, что Российская Федерация не входит в интеграционный периметр Евросоюза и не пользуется его преимуществами, имеет смысл приступить к проработке (возможно, в рамках постоянно действующего «ЭнергодIALOGA Россия-ЕС») вопроса о заключении полномасштабного секторального соглашения Россия-ЕС по природному газу.
- Постепенную либерализацию экспорта газа из России. На первом этапе – через применение не противоречащих действующему законодательству агентских контрактных схем, впоследствии – задействования потенциала международной аукционной торговли, организуемой ПАО «Газпром», а в более отдаленной перспективе – полной отмены экспортной монополии на газ.

Набирающие силу интеграционные процессы, помимо трансформации фундаментальных показателей и институциональных характеристик мировых рынков газа, изменяют условия конкуренции. Они становятся все более жесткими для всех игроков, прежде всего, вследствие устранения диспропорций в их статусе, снижения рыночной концентрации и отмены барьеров для входа на рынки новых конкурентов. При этом такие традиционные факторы конкуренции, как объем и цены, хотя и сохраняют свое влияние, но все большую значимость приобретают такие конкурентные преимущества, как прозрачность,

надежность и гибкость поставки и отбора газа. Возрастают экономические возможности и торговые способности игроков, при этом рыночная сила смещается от поставщиков газа к потребителям. Международная интеграция рынков природного газа содействуют этим процессам.

Список использованной литературы

- 1) Договор о Евразийском экономическом союзе: подписан в г. Астане 29.05.2014 г. (ред. от 08.05.2015). URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/
- 2) Концепция формирования общего рынка газа ЕАЭС, Официальный сайт Евразийской экономической комиссии, 22.12.2015 г. // <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/22-12-2015-4.aspx>
- 3) Еремин С.В. «Станет ли природный газ товаром мировой биржевой торговли?» // Мировая экономика и международные отношения, 2016 (№1) т. 60, стр. 82-92.
- 4) Еремин С.В., «Региональная интеграция газовых рынков: опыт, проблемы, перспективы глобализации» // Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России, Москва, ИМЭМО РАН, 2015, с.52-63
- 5) Кондрашов А., Белякова М., Ковшин А., «Раскрытие фискальной информации российскими нефтегазовыми компаниями по требованиям директив ЕС», Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, Изменения и тенденции в регулировании ТЭК России и мира: в фокусе III кв. 2016, октябрь 2016 г., с.9-14. // <http://ac.gov.ru/files/publication/a/10552.pdf>
- 6) Отчет компании Gas Terra за 2015 г., официальный сайт компании// <http://jaarverslag2015.gasterra.nl/en/gas/supply-and-sales>
- 7) «Отчет ПАО Газпром за 3 кв. 2016 г.», официальный сайт ПАО «Газпром» // <http://www.gazprom.ru/f/posts/36/607118/gazprom-emitent-report-3q-2016.pdf>
- 8) Balassa Bela A., «The Theory of Economic Integration» // Homewood, Illinois, R.D. Irwin, 1961
- 9) BP Statistical Review of World Energy, June 2014, June 2016 //bp.com/statisticalreview
- 10) DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide, Official Journal of the European Union, L 140/114, 5.6.2009
- 11) “Euro-Mediterranean Agreement establishing an Association between the European Community and its Member States, of the one part, and the People's Democratic Republic of Algeria, of the other part - Annexes - Protocols - Final Act – Declarations, 2003” (вступил в силу 2005), // [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:22005A1010\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:22005A1010(01)) Reuters, “UPDATE 2-Dutch government cuts Groningen gas field production”, Jun 23, 2015 // <http://www.reuters.com/article/netherlands-gas-groningen-idUSL8N0Z928L20150623>
- 12) Rogers H., Stern J., “Challenges to JCC Pricing in Asian LNG Markets” Oxford Institute for Energy Studies NG-81, February 2014 // <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/NG-81.pdf>
- 13) Quarterly report on European Gas Markets, Market Observatory for Energy DG Energy, Vol.9 (fourth quarter of 2015 & first quarter of 2016)
- 14) Yegorov Y., Wirl F., “Gas Transit, Geopolitics and Emergence of Games with Application to CIS Countries”, USAEE-IAEE WP 10-044, February 2010. – p 29. // https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1560563

Перспективы строительства разветвлённой газотранспортной системы в Центральной и Восточной Европе, а также возможности осуществления реверсивных поставок российского газа¹⁰¹

В 1958 году с принятием Римский договор о создании Европейского экономического сообщества в Евросоюзе был запущен процесс либерализации рынка газа, а именно создания единого газового рынка. Первые ощутимые изменения в функционировании европейских рынков газа произошли с принятием в 1998 году Первого энергетического пакета (далее – энергопакет), который установил «обязательный и/или переговорный обязательный доступ для третьих сторон» к газотранспортной инфраструктуре, несмотря на то, что в это время в Евросоюзе все еще действовали вертикально интегрированные газовые монополии. Для ускорения построения единого газового рынка в 2003 году на смену Первому энергопакету пришел Второй энергопакет. Второй энергопакет разделил рынки товарного газа и газотранспортных мощностей и установил только «обязательный доступ для третьих сторон» в качестве единой нормы законодательного регулирования¹⁰².

Имплементация Первого и Второго энергопакетов внесла положительные изменения в формирование конкурентной среды на рынке газа, но тем не менее принятых мер было недостаточно. Так, Европейской комиссией (далее – Еврокомиссия) было принято решение о разработке дополнительных мер в рамках Третьего энергопакета. Проект Третьего энергопакета был опубликован в 2007 году, а принят - в 2009 году. Третий энергопакет разделил газовые монополии на отдельные компании, владельцами газотранспортных систем теперь являются операторы.

Ключевой задачей Третьего энергетического пакета стало окончательно построить единый газовый рынок в пределах Евросоюза, который будет представлять собой совокупность региональных рыночных зон с (1) виртуальными ликвидными хабами и спотовой торговлей, а также (2) развитой конкуренцией поставщиков¹⁰³.

В рамках Третьего энергопакета определены конкретные критерии, которым должны соответствовать внутренние рынки газа стран-членов ЕС для построения единого газового рынка. Перечень критериев представлен в Целевой модели рынка газа – сопутствующем юридически необязательном документе Третьего энергопакета, к ним относятся:

1. *коэффициент перепродаж или «чёрн»*¹⁰⁴ (от англ. – churn) фактически означает число перепродаж товара на торговой площадке перед его отгрузкой потребителю, *должен быть больше или равен 8*;
2. *общий спрос на газ* в рамках одной европейской рыночной зоны должен превышать 20 млрд. м³ в год;
3. *поставки газа* в страну-член ЕС должны осуществляться из 3 разных источников (направлений);

¹⁰¹ Исследование осуществляется при финансовой поддержке РГНФ в рамках проекта «Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России», проект № 14-02-00355a

¹⁰² Селиверстов С.С., Гудков И.В. Энергетическое право Европейского Союза: Учебник для студентов вузов – М.: Издательство: «Аспект Пресс», 2014. – 288 с.

¹⁰³ Конопляник А.А. Уменьшить риски и неопределенности ТЭП. «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, №7, стр. 79-88.

¹⁰⁴ «Чёрн» рассчитывается для определения ликвидности хабов путем отношения стоимостного объема торговли товаром на торговой площадке к объему физической отгрузки товара в стоимостном выражении с этой площадки

4. индекс Херфиндаля-Хиршмана (*Herfindahl Hirschman Index, HHI*) рассчитывается энергетическими компаниями ЕС и определяет уровень концентрации поставщиков газа на энергетическом рынке; *HHI должен быть меньше или равен 2000*;
5. индекс «остаточных поставок» (*Residual Supply Index, RSI*) также рассчитывается энергетическими компаниями для определения объема потребляемого газа, которой может быть удовлетворен без наличия крупных поставщиков этого энергоносителя в Европе; *RSI должен быть больше или равен 110% в течение 95% дней в году*.

Анализ соответствия стран-членов ЕС критериям Целевой модели рынка газа был проведен европейскими специалистами Агентства по сотрудничеству энергетических регуляторов. К формированию единого европейского рынка газа в соответствии с проанализированными данными из 28 стран-членов Евросоюза готовы только три страны Северо-Западной Европы: Великобритания, которая полностью отвечает критериям Целевой модели рынка газа, и Нидерланды с Бельгией, которые близки к удовлетворению ключевых критериев. Остальные страны Северо-Западной Европы, Центральной и Восточной Европы, также как и страны Северной и Южной Европы совершенно не готовы к изменениям архитектуры энергетического рынка.

В странах Северо-Западной Европы («старые» страны-члены Евросоюза) поставленные для Евросоюза в целом условия (наличие спотовой торговли, ликвидных хабов и конкуренции поставщиков) существовало изначально. Спотовая торговля газом в этом европейском регионе после принятия Третьего энергопакета начала постепенно увеличиваться, достигнув в среднем отметки в 10%¹⁰⁵ в общем объеме газа, торгуемого¹⁰⁶ на частично ликвидных газовых хабах этого европейского региона. Газотранспортная система в странах Северо-Западной Европы находится на стадии высокой насыщенности, конкуренция поставщиков газа к моменту принятия Третьего энергопакета была хорошо развита.

Страны Центральной и Восточной Европы («новые» страны-члены Евросоюза), а также Южной, с другой стороны, столкнулись с объективными препятствиями на пути реализации цели по построению единого внутреннего рынка газа в рамках всего расширяющегося ЕС. В «новых» странах-членах ЕС отсутствовала (и продолжает отсутствовать в настоящее время) должная конкуренция поставщиков газа из-за недостаточной ликвидности внутренних рынков и неразвитости в них газотранспортной системы до уровня, необходимого для формирования конкурентного ликвидного внутреннего рынка.

Торговля газом на спотовой (разовые сделки), краткосрочной и среднесрочной основах в «старых» странах-членах Евросоюза в настоящее время осуществляется на четырнадцати хабах, ликвидность двух из которых – National Balancing Point (NBP) в Великобритании и Title Transfer Facility (TTF) в Нидерландах - достигает отметок 15 и 20 соответственно, что превышает пороговое значение – 8, предусмотренное Целевой моделью рынка газа ЕС. Все газовые хабы обслуживаются на 7 биржах (см. табл. 1).

В Центральной и Восточной Европе действуют, пока что, только три аналогичных неликвидных хаба, спотовая торговля на которых не ведется (только фьючерсная), конкуренция между поставщиками газа на внутренних рынках газа имеет ограниченный характер.

¹⁰⁵ Данные GMT, Wagner & Elbling, ICIS Heren, EFET hubs scoreboard, ENTSO-G, Trayport, Frontier, National Grid (UK), GTS (NL), NCG (DE), Gaspool (DE), Hubera (BE), GRTgaz (FR), Snam (IT), CEGH (AT), VTP (CZ), POLPX (PL) за 2014 год, представленные в таблице Comparison of the degree of functioning of gas hubs in 2014

¹⁰⁶ Общий объем газа, проданного на хабах на внебиржевой и биржевой основах.

Таблица 1.

Европейские энергетические / газовые биржи и хабы

Страна	Энергетические/газовые биржи	Газовые хабы
Северо-Западная Европа		
Великобритания	InterContinental Exchange (ICE)	NBP, TTF
Франция	Powernext	PEG Nord, TTF
Германия	European Energy Exchange (EEX)	TTF, NCG, Gaspool
	PEGAS – региональная биржа (объединение Powernext и EEX)	NBP, Gaspool, NCG, PSV, PEG Nord, TRS, TTF, ZTP, ZEE
Австрия	Central European Gas Hub GAS Exchange (CEGH GAS Exchange)	CEGH GAS
Дания	Gas Point Nordic (GPN, ранее – Nord Pool Gas)	GTF, NPTF
Италия	Gestore Mercati Energetici (GME)	PSV / PSV fin
Центральная и Восточная Европа		
Польша	Polish Power Exchange (POLPX)	POLPX
Чехия	Central Czech Gas Exchange	-

Источник: Орлова Е. Новая архитектура рынка газа ЕС: долгосрочные контракты vs спот, Oil and Gas Journal Russia, ноябрь 2015 г.

Подготовлено Е. Орловой по данным ICE, Powernext, EEX, CEGH, Gas Point Nordic, Polish Power Exchange.

Основная причина отсутствия должной конкуренции поставщиков на внутренних рынках газа в странах Центральной и Восточной Европы – высокая исторически обусловленная зависимость от поставок газа из России, которая в большинстве стран этого европейского региона превышает 50% в потреблении, а в некоторых достигает 100%.

Доминирующее положение ПАО «Газпром» (далее - Газпром) на рынках газа Центральной и Восточной Европы складывалось десятилетиями, в период активного международного сотрудничества социалистических стран в рамках Совета экономической взаимопомощи (СЭВ) (в 1949-1991 годах). Вся газотранспортная система стран Центральной и Восточной Европы была создана в советское время по единой логике («один рынок – одна труба»). Диверсификация поставок тогда не предусматривалась для минимизации затрат на транспортировку в рамках централизованно планируемой экономики и жесткой подконтрольности трубопроводных систем поставщику газа вплоть до пунктов сдачи-приемки газа на границе Восточной (страны СЭВ) и Западной Европы.

После распада СЭВ и СССР (1991 год), когда бывшие страны члены СЭВ заявили о своем намерении вступить в члены Евросоюза, но особенно, после их вступления в состав Евросоюза в 2004-2007 годах, страны Центральной и Восточной Европы должны были бы перестраиваться в соответствии с требованиями общеевропейского законодательства (к моменту их вступления в ЕС уже вступил в силу Второй энергопакет, разделивший рынки товарного газа и газотранспортных мощностей и установивший «обязательный доступ для третьих сторон» в качестве единой нормы законодательного регулирования), в том числе и для обеспечения конкуренции на внутренних рынках стран этого региона и диверсификации поставок и поставщиков. Для этого им было бы необходимо, в первую очередь, наращивать плотность и разветвленность газотранспортной инфраструктуры, чтобы обеспечить своим потребителям доступ к альтернативным источникам и путям поставок и поставщикам. Однако этого фактически не было сделано.

В настоящее время в странах Центральной и Восточной Европы прослеживается дефицит газотранспортных мощностей относительно уровня насыщенности газотранспортной системы Северо-Западной Европы.

Анализ насыщенности газотранспортной системы: Центральная и Восточная Европа vs Северо-Западная Европа

Средняя плотность магистральной газотранспортной системы в странах Центральной и Восточной Европы, в соответствии с расчетами, примерно в 3 раза меньше, чем в Северо-Западной Европе (см. рис. 1).

Рисунок 2. Плотность газотранспортной системы ЕС (магистральные газопроводы), км/100 км²

Источник: Конопляник А.А., Орлова Е., Ларионова М. Россия-ЕС-Украина: новый узел противоречий, «Нефть России», 2014 г., № 6, с.16-21 (часть 1); № 7-8, с. 4-9 (часть 2), № 9, с. 4-9 (часть 3), № 10, с. 4-10 (часть 4).

Расчет выполнен Е. Орловой на основе данных ENTSOG

Во временном измерении отставание между развитыми газотранспортными системами Северо-Западной Европы и неразвитыми Центральной и Восточной Европы, по данным расчета, измеряется десятилетиями, превышая в некоторых случаях отметки в 40 лет (см. табл. 2).

Таблица 2. Временные разрывы между уровнями плотности газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы) в странах Центральной и Восточной Европы, Северо-Западной Европы

Страны Центральной и Восточной Европы	Нидерланды	Бельгия	Франция
Венгрия, Чехия	не достигли уровня 1970 г.	разрыв в 26 лет	-
Словакия	не достигла уровня 1970 г.	разрыв в 32 года	-
Польша	не достигла уровня 1970 г.	разрыв в 34 года	-
Хорватия	не достигла уровня 1970 г.	разрыв в 39 года	разрыв в 10 лет
Словения, Румыния	не достигли уровня 1970 г.	разрыв в 42 года	разрыв в 25 лет
Болгария	не достигла уровня 1970 г.	не достигла уровня 1970 г.	разрыв в 42 года

Источник: Конопляник А.А., Орлова Е., Ларионова М. Россия-ЕС-Украина: новый узел противоречий, «Нефть России», 2014 г., № 6, с.16-21 (часть 1); № 7-8, с. 4-9 (часть 2), № 9, с. 4-9 (часть 3), № 10, с. 4-10 (часть 4).

Расчет выполнен Е. Орловой на основе данных ENTSOG и Eurogas.

Ни одна из стран Центральной и Восточной Европы в 2013 году не достигла уровня развития газотранспортной системы Нидерландов 1970 года.

Газотранспортные системы Венгрии, Чехии, Словакии и Польши (Центральная и Восточная Европа) (2013 год) превышают уровень развития системы Франции, но отстают от уровня Бельгии на 25-35 лет. Системы Хорватии, Словении и Румынии (Центральная и Восточная Европа) отстают от уровней развития газотранспортной системы и Франции – 10-25 лет, и Бельгии - на 40 лет. Плотность газотранспортной системы Болгарии (Центральная и Восточная Европа) намного ниже показателей Нидерландов и Бельгии, следовательно, сравнение показателей плотности этой страны было целесообразным только с Францией.

Динамика роста плотности газотранспортных мощностей Венгрии и Словакии (Центральная и Восточная Европа), в качестве одного из примеров, соответствует темпам ее увеличения в странах Бенилюкс (Северо-Западная Европа) в разных временных интервалах, но после 2004 года – начала вступления стран Центральной и Восточной Европы в состав Евросоюза - наблюдается снижение темпов увеличения плотности газотранспортной системы (см. рис. 2).

Рисунок 2. Сопоставление плотности газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы): Бенилюкс (Бельгия, Нидерланды, Люксембург) vs Венгрия и Словакия (Центральная и Восточная Европа), км/км²

Источник: Конопляник А.А., Орлова Е., Ларионова М. Россия-ЕС-Украина: новый узел противоречий, «Нефть России», 2014 г., № 6, с.16-21 (часть 1); № 7-8, с. 4-9 (часть 2), № 9, с. 4-9 (часть 3), № 10, с. 4-10 (часть 4).

Расчет выполнен Е. Орловой на основе данных ENTSOG и Eurogas.

Страны Северо-Западной Европы могут позволить себе низкие темпы роста наращивания газотранспортной системы, так как они уже вышли на стадию насыщенного рынка с конкуренцией поставщиков, чего нельзя сказать о государствах Центральной и Восточной Европы. Темпы и объемы инвестиций для повышения плотности системы в Центральной и Восточной Европе недостаточны именно с того времени, когда эти страны стали членами Евросоюза.

Несмотря на низкий уровень развития газотранспортной системы в Центральной и Восточной Европе, причину невыполнения условия обязательного наличия конкуренции поставщиков газа на внутренних рынках в странах Центральной и Восточной Европы регулирующие органы Евросоюза увидели не в недостаточной насыщенности рынков этих стран газотранспортными мощностями, что является барьером для входа новых участников на рынок и препятствует построению единого внутреннего газового рынка в рамках всего расширяющегося Евросоюза в составе «новых» и «старых» стран-членов, а в неконкурентном поведении Газпрома – «исторического» долгосрочного поставщика газа в

ЕС, по отношению к которому, на этом основании, применяются правила т.н. «позитивной» дискриминации.

По мнению Еврокомиссии, Газпром, воспользовавшись своим доминированием на рынках газа Центральной и Восточной Европы, нарушил антимонопольное законодательство Евросоюза, что положило начало расследованию против российской газовой компании.

В августе 2012 года Еврокомиссия опубликовала пресс-релиз «Антимонопольное расследование: Европейская комиссия начинает рассмотрение дела против Газпрома»¹⁰⁷. Российская компания подозревается в нарушении статьи 102 Договора о функционировании ЕС¹⁰⁸. В апреле 2015 года Европейская комиссия предъявила Газпрому предварительные официальные обвинения в ведении неконкурентной политики в восьми странах Центральной и Восточной Европы - Польше, Эстонии, Латвии, Литве, Болгарии, Венгрии, Чехии и Словакии¹⁰⁹. Заявление о возражениях ("statement of objections") Еврокомиссии в адрес Газпрома не явилось окончательным решением. Это заявление стало списком предварительных официальных обвинений, более конкретных, чем выдвинутые в сентябре 2012 года общие подозрения. В соответствии с предварительными официальными обвинениями Газпром обвиняется в:

1. препятствии свободному перетоку газа внутри Европейской экономической зоны;
2. возможно, установлению несправедливых цен газа для Болгарии, Эстонии, Латвии, Литвы и Польши;
3. использовании своего доминирующего положения в Болгарии и Польше и, возможно, навязывании оптовым покупателям определенных инфраструктурных обязательств.

Европейская комиссия дала Газпрому 12 недель на ответ по выдвинутым обвинениям. Предъявленные Европейской комиссией претензии Газпром назвал необоснованными. 28 сентября 2015 года российская газовая компания направила Еврокомиссии письменный ответ на обвинения. 26 октября 2016 года, спустя 5 лет после начала антимонопольного расследования, стало известно, что Еврокомиссия и Газпром достигли прогресса по урегулированию антимонопольного расследования. Тем не менее, окончательного решения еще не было принято, вероятно, что следующим этапом будет вынесение окончательного решения по делу.

Пока окончательного решения по делу Газпрома не принято, важно подчеркнуть, что в последнем десятилетии газотранспортная система Центральной и Восточной Европы, по результатам выше представленных расчетов и графиков, практически не развивалась – коэффициент плотности газотранспортной системы стагнирует. Такая ситуация сложилась вследствие недостаточного инвестирования в газотранспортные системы стран Центральной и Восточной Европы как во время их подготовки вступления в ЕС, так и особенно после вступления. Только интенсивные капиталовложения в развитие газотранспортной инфраструктуры стран Центральной и Восточной Европы со стороны ЕС обеспечат свободные перетоки газа как внутри Центральной и Восточной Европы, так и в Европейской экономической зоне в целом.

Таким образом, повышение уровня развития газотранспортных систем в странах Центральной и Восточной Европы возможно за счет:

- во-первых, времени: необходимо 10-40 лет для преодоления отставания между развитыми газотранспортными системами Северо-Западной Европы и неразвитыми Центральной и Восточной Европы. Важно отметить, что время потребуется и для прохождения юридических процедур для ввода

¹⁰⁷ Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom.

¹⁰⁸ Конопляник А.А. Еврокомиссия против Газпрома

¹⁰⁹ Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets

новых/дополнительных мощностей, и для получения разрешения на строительство в соответствии с текущим законодательством – до 6-7 лет;

- во-вторых, интенсивных капиталовложений в строительство новых/дополнительных мощностей в этом европейском регионе.

В отношении финансовой поддержки газотранспортных проектов «общего интереса», перечень которых представлен Десятилетним плане развития сети ЕС¹¹⁰, по расчетам Еврокомиссии, до 2020 года потребуется €1 трлн¹¹¹. В соответствии Десятилетним планом развития сети ЕС из 259 проектов «общего интереса» – 70 будут реализованы в Центральной и Восточной Европе, соответственно на эти проекты будет выделено около €330 млрд. или около €5 млрд. на каждый проект в качестве частичного финансирования.

По данным на январь 2016 год, Еврокомиссия сообщила о предоставлении финансовой поддержки в размере €207 млн.¹¹² в виде грантов на 9 газовых проектов и модернизацию газотранспортной инфраструктуры в Центральной и Восточной Европе или €23 млн. на каждый проект. Суммы, которые Еврокомиссия планировала выделять - около €5 млрд. на проект - и выделяет на деле - €23 млн. - значительно различаются.

Для сравнения данных по частичному финансированию, в европейском документе «Энергетический союз»¹¹³ представлен перечень Фондов, деятельность которых направлена в том числе и на развитие газотранспортной системы. В соответствии с подсчетами, сумма денежных средств на строительство проектов газотранспортной инфраструктуры, а именно газопроводов-интерконнекторов в виде грантов на всей территории Евросоюза составит €1,4 трлн., из них €558,7 млрд. до 2020 года. Информации о направлении денежных потоков по регионам Европы не представлена.

То есть, частичное финансирование газотранспортных проектов со стороны Еврокомиссии - €1 трлн. и подсчеты денежных средств по данным Фондов - €1,4 трлн., в целом, очень близки.

Однако сколько же денег надо на самом деле?

Исходя из усредненной суммы затрат на 1 км уже построенных в Евросоюзе за последнее время газопроводов-интерконнекторов, в газотранспортную систему только Центральной и Восточной Европы должно быть вложено порядка €1,5 трлн. Еврокомиссия планирует выделить на эти цели до 2020 года порядка €330 млрд., а в 2016 году на 9 проектов выделяет всего €207 млн. Таким образом, объем выделяемых средств значительно ниже необходимых инвестиций, поэтому перспектива наращивания плотности и разветвленности газотранспортной инфраструктуры до уровня Северо-Западной Европы представляется весьма туманной.

Даже несмотря на то, что в настоящее время операторы транспортных систем Центральной и Восточной Европы предпринимают активные действия, подписывая одно за другим соглашения по строительству газопроводов-интерконнекторов, строительство новой/дополнительной газотранспортной инфраструктуры едва ли будет обеспечено финансированием.

¹¹⁰ Ten Year Network Development Plan 2015 European Network of Transmission System Operators:

http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2015/entsog_TYNDP2015_main_report_lowres.pdf

¹¹¹ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions “Energy Infrastructure priorities for 2020 and beyond – A Blueprint an integrated energy network” (2011):

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_energy_infrastructure_en.pdf

¹¹² EU invests €217 million in energy infrastructure European Commission (19 January 2016):

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-94_en.htm

¹¹³ Energy union package Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank: http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0001.03/DOC_1&format=PDF

Как же продвигается строительство газотранспортных систем в Центральной и Восточной Европе?

Начиная с 2015 года и в настоящее время, операторы газотранспортных систем Центральной и Восточной Европы заключают между собой соглашения по строительству газопроводов-интерконнекторов, которые в будущем призваны обеспечить свободные перетоки газа (прямые и реверсивные поставки) между странами и конкуренцию поставщиков.

Первое соглашение по строительству газопровода-интерконнектора в Центральной и Восточной Европе было заключено между Польшей и Литвой в октябре 2015 года (см. рис. 3). Начало строительства запланировано на 2016 года, завершение - 2019 год. Проект стоимостью €558 млн. будет частично финансироваться собственными средствами участников, а частично - Фондом по объединению инфраструктуры ЕС (Connecting Europe Facility (CEF)). Из бюджета Фонда будет выделено €10 млн. в виде гранта на проведение исследований и €295 млн. - на проведение непосредственно строительных работ. Польша вложит в проект €120 млн., Литва - €54,9 млн., Латвия - €29,4 млн., Эстония - €1,5 млн.

В июне-августе 2016 года в Центральной и Восточной Европе были подписаны еще четыре договора строительства газопроводов-интерконнекторов. В июне 2016 года подписано соглашение между Болгарией и Грецией, в июле – между Болгарией и Румынией, а также Болгарией и Словакией (Eastring), в августе – между Эстонией и Финляндией. Все проекты будут частично финансироваться из бюджетов различных европейских Фондов. Важно отметить, что прохождение юридических процедур для ввода новых/дополнительных мощностей, получения разрешения на строительство в соответствии с текущим законодательством, и

и будет проходить достаточно быстро для некоторых газопроводов-интерконнекторов. 11 ноября 2016 года Болгария и Румыния официально пустили в эксплуатацию новый газопровод (между подписанием соглашения по строительству и вводом в эксплуатацию прошло менее полугода) максимальной мощностью прямых поставок 1,5 млрд кубометров в год, реверсивных - 500 кубометров в год.

Рисунок 3. Газопроводы-интерконнекторы Центральной и Восточной Европы, соглашения по строительству которых уже заключены: между Польшей и Литвой, Болгарией и Грецией, Болгарией и Румынией, Болгарией и Словакией, Эстонией и Финляндией

Источник: ENTSOG

Отсюда следует, что заключение соглашений по строительству газопроводов-интерконнекторов в Центральной и Восточной Европе является важным этапом по достижению поставленной в рамках Третий энергопакет цели по построению единого внутреннего рынка газа в общеевропейском пространстве. Но, строительство новой/дополнительной газотранспортной инфраструктуры в этом европейском регионе, запланированное в соответствии с Десятилетним планом развития сети, едва ли будет обеспечено финансированием для построения единого внутреннего газового рынка в общеевропейском пространстве. И поставлена цель, видимо, так и останемся недостижимой.

Однако для Газпрома здесь есть положительные моменты, которые заключается в том, что:

- во-первых, обвинения Еврокомиссии в адрес Газпрома нельзя считать обоснованными. Газпром, будучи «историческим» долгосрочным поставщиком газа в Евросоюз, ответственности за недостаточную развитость газотранспортной инфраструктуры в странах Центральной и Восточной Европы не несет;
- во-вторых, обходные маршруты («Северный поток – 2», «Южный поток») транспортировки российского газа в Евросоюз, которые позволят минимизировать транзитные риски при прокачке газа через украинскую газотранспортную систему после 2019 года (окончания транзитного договора между Россией и Украиной), будут обеспечены необходимой инфраструктурой, которая в т.ч. позволит осуществлять реверсивные поставки в Центральную и Восточную Европу. Если Газпром зарезервирует мощности на территории Евросоюза и заключит контракты на транспортировку под обходные маршруты, то соответствующие операторы газотранспортных систем смогут выйти на внешний рынок финансирования, не прибегая к частичному финансированию со стороны европейских фондов, и под контракты на поставку Газпрома и на будущую транспортировку получить финансовые средства на строительство зарезервированных газопроводных мощностей (ст. 13.2 Газовой директивы Третьего энергопакета «Операторы транспортной системы обязаны профинансировать строительство необходимых законтрактованных газотранспортных мощностей»). В данном случае рисков невостребованности газотранспортной системы на территории Евросоюза под обходные маршруты поставок российского газа не будет, т.к. договоры Газпрома на поставку газа европейским потребителям заключены вплоть до 2040-х годов.

Список использованной литературы:

1. Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия-ЕС-Украина: новый узел противоречия. «Нефть России», 2014: № 6, стр.16-21 (часть 1); № 7-8, стр. 4-9 (часть 2), № 9, стр. 4-9 (часть 3), № 10, стр. 4-10 (часть 4).
2. Конопляник А.А. Еврокомиссия против Газпрома. «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, №19, стр. 44-56.
3. Конопляник А.А. Уменьшить риски и неопределенности ТЭП. «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, №7, стр. 79-88.
4. Конопляник А.А. Европа – больше чем Европа. Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия и за пределами Евросоюза. Нефть России, 2011, №4, стр. 56-61, №5, стр. 60-67, №7, стр. 48-51, №8, стр. 79-83
5. Гудков И.В. Европейская комиссия против Газпрома. «Вся Европа и Люксембург», 2015, №6 (100).
6. Селиверстов С.С., Гудков И.В. Энергетическое право Европейского Союза: Учебник для студентов вузов – М.: Издательство: «Аспект Пресс», 2014. – 288 с.

7. Орлова Е. Денег нет, а винят Газпром, «Нефтегазовая вертикаль», 2016, №18, стр.60-65
8. Орлова Е.Перспективы формирования единого рынка газа в Европе, «Нефть, газ и бизнес», 2016, №3, с.53-58.
9. Орлова Е. Газотранспортная система Центральной и Восточной Европы: сформированы ли технические предпосылки для конкурентного рынка?, «Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом» (ОАО «ВНИИОЭНГ»), 2016, №1, стр. 42-47
10. Орлова Е. Обвинения Еврокомиссии против «Газпрома» - результат недоинвестирования газовой инфраструктуры со стороны ЕС, Научный журнал Российского газового общества, 2015, №2-3, стр. 45-50:
11. Орлова Е. Новая архитектура рынка газа ЕС: долгосрочные контракты vs спот. Oil & Gas Journal Russia, ноябрь 2015:
12. Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom.
13. Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets.
14. Konoplyanik A. Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom (three suspected anti-competitive practices in Central and Eastern Europe). – Выступление-комментарий на Центрально-европейском Газовом конгрессе, 11 сентября 2012.
15. Konoplyanik A., Orlova E., Larionova M. What is the Future of Russian Gas Strategy for Europe after the Crimea? Oil, Gas, Energy Law Intelligence (OGEL).
16. Konoplyanik A, Orlova E. Gas transportation infrastructure density in the EU: CEE vs NWE. 20th round of Informal Russia-EU Consultations on EU Regulatory Topics and 13 Meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council Work Stream on Internal Market Issues (WS2), 15 July 2014.
17. Energy: EU invests €217 million in energy infrastructure. European Commission, 19 January 2016.
18. GMT, Wagner & Elbling, ICIS Heren, EFET hubs scoreboard, ENTSO-G, Trayport, Frontier, National Grid (UK), GTS (NL), NCG (DE), Gaspool (DE), Hubera (BE), GRTGaz (FR), Snam (IT), CEGH (AT), VTP (CZ), POLPX (PL), Comparison of the degree of functioning of gas hubs in 2014
19. Statistical Reports 1997-2014. Eurogas.
20. Ten-Year Network Development Plan 2013-2022, 2015. European Network of Transmission System Operators for Gas.

Часть III. Перестройка энергобалансов и энергетическое сотрудничество

Ли Конхви

Сотрудничество в газовом секторе между Россией и Южной Кореей (Partnership in natural gas sector between Russia and Republic of Korea)

Современное состояние в газовом секторе Южной Кореи

Южная Корея является шестым крупнейшим мировым покупателем природного газа (Япония, Германия, США, Китай, Италия) и вторым крупнейшим мировым импортером Сжиженного Природного Газа (СПГ) после Японии. Страна импортировала 49 млрд. куб. м в 2014 году, и 100% из этого объема покупают в виде СПГ, потому что она не имеет никаких трубопроводов с соседними странами. Так что KOGAS(Корейская Национальная Газовая Компания, **한국가스공사**) стала крупнейшим в мире покупателем СПГ среди компаний.

Потребление природного газа в Южной Корее

Южная Корея потратила 47,7 млрд. м³ природный газ в 2014 году, который использовался для городского снабжения (52%) и производства электроэнергии (48%) в стране. В настоящее время нефть является наиболее используемым энергоносителем. Чтобы снизить зависимость от нефти и увеличить долю экологически чистой энергии, правительство страны поощряло использование природного газа.

Природный газ в секторе электроэнергии

Южная Корея зависит от тепловой электроэнергетики и атомной электроэнергетики в сфере электроэнергии в размере 90%. АЭС занимает 27% и ТЭС занимает 63%. Природный газ занимает 25%, остальные 38% обеспечиваются углем. Это означает, что важным энергоносителем является природный газ в сфере электроэнергии в Южной Корее.

Импорт природного газа в Южную Корею

Страна импортирует из разных стран по всему миру. Главными экспортерами СПГ к Южной Корее становятся Катар, Оман, Малайзия, Индонезия, Россия и Австралия. Объем импорта СПГ из Ближнего Востока (Катар и Оман) достигает 53%. (Доля АТР – 40%). Южная Корея импортировала СПГ из России (Сахалин) 2,3 млн. тон в 2015 году.

Таблица 1.

Главные экспортеры СПГ Южной Кореи(2015 г.)

Страна	Доля	Страна	Доля
Катар	40,12%	Австралия	5,20%
Оман	13,02%	Бруней	3,91%
Малайзия	11,83%	Нигерия	3,37%
Индонезия	7,67%	Экваториальная Гвинея	2,27%
Россия	7,35%	Другие	5,24%

Источник – KOGAS.

В настоящее время работают пять СПГ - терминалов в Южной Корее и один терминал находится в процессе строительства (Boryeong, начнет работать с 2019 года). Первым СПГ-терминалом является Pyeongtaek, который начал работать в 1986 году. Он становится главным терминалом с Incheon СПГ-терминалом до сих пор.

Таблица 2.

СПГ - Терминалы в Южной Корее

СПГ - Терминал	Операторы	Начало работы
Pyeongtaek	KOGAS	Нояб. 1986 г.
Incheon	KOGAS	Окт. 1996 г.
Tongyeong	KOGAS	Сент. 2002 г.
Gwangyang	POSCO	Июль 2005 г.
Samcheok	KOGAS	Июль 2014 г.
Boryeong	SK E&S/GS Energy	Сент. 2019 г. (запланирован)

Источник – KOGAS, SK E&S

KOGAS и частные компании в газовом секторе

По закону о Городском газовом снабжении, только KOGAS имеет право продавать природный газ на рынке Южной Кореи. Другие компании только могут покупать его для собственного использования. Таким образом, доля KOGAS импорта природного газа достигает 96%.

Рисунок 1. Логотип KOGAS и SK E&S

Источник: KOGAS и SK E&S

Частная компания SK E&S импортирует природный газ из разных стран. SK группа третья крупнейшая частная компания в Южной Корее, она специализирована в рамках нефтехимии, телекоммуникации, полупроводника строительства и энергии. SK E&S является энергетической компанией из них, которая имеет ТЭС. Так что компания может тратить импортируемый природный газ для собственного использования. Также SK E&S владеет долей 50% СПГ терминала в городе Борён (Boryeong) на западе Южной Кореи, который находится в процессе строительства и планируется завершить его в 2019 году. Через Boryeong СПГ - терминал компания начнет покупать сланцевый газ из США (Freeport) в размере 2,2 млн. тонн (в год) с 2019-го года.

Рисунок 2. СПГ – Терминалы в Южной Корее
Источник – SK E&S

Короткая история сотрудничества в газовом секторе с Россией

Обсуждение сотрудничества в газовом секторе между Россией и Южной Кореей началось в начале 1990-х годов, поскольку Крупнейшие корейские компании заинтересовались ресурсами России после Перестройки. И во второй половине 1990-х годов обсуждался проект строительства трубы в Южную Корею через северную часть Корейского полуострова из Якутии. Исследование обычно проходило в рамках газопровода через КНДР, так называемое «Корейский газопровод».

В 2008 году Россия и Южная Корея подписали меморандум о взаимопонимании при встрече президента Южной Кореи Ли Мен Бака и президента РФ Дмитрия Медведева. Но данный проект не реализован из-за неточность в КНДР и того, что по поводу цены природного газа стороны не согласились.

А компания Shell, владелец СПГ-проект на Сахалине, работала над идеей газопровода по дну Восточного моря (Японского моря). Но оно слишком глубоководное, так что такая идея отменилась из-за затраты строительства трубы.

Россия и Южная Корея заключили «Договор о продаже СПГ из Сахалина в Южную Корею» в июле 2005 года (Срок 01.04.2008~31.03.2028, 1,5 млн. в год в условии FOB). Поставка СПГ из Сахалина в Южную Корею начались в апреле 2009 года. Сегодня страна импортирует СПГ из России в размере 2,3 млн. тон в год. Последняя встреча стран прошла в сентябре 2016-го года во Владивостоке, при встрече Газпром и KOGAS обсудили о Сахалин проекте-2.

Препятствия сотрудничеству в газовом секторе между Россией и Южной Кореей

Между двумя странами существуют некоторые факторы, которые препятствуют сотрудничеству.

Во-первых, Корейская Народная Демократическая Республика (КНДР, Северная Корея). Северная Корея находится между двумя странами и препятствует их сотрудничеству в энергетической сфере. Два государства не могут увеличить сотрудничество из-за нее, особенно в энергетической сфере. Смотри на Меморандум о взаимопонимании в 2008 году между двумя странами, Южная Корея смог импортировать природный газ через газопровод из России в размере 10-12 млрд. куб. м в году. Это достигает с 20% до 24% из полного объема годового импорта Южной Кореи. Это означает, что страна потеряет шанс импортировать дешевле природный газ из России.

Во-вторых, Ситуация на Украине в 2009 году. Посмотрев ситуацию на Украине в 2009 году, корейские власти и политики передумали о сотрудничестве в энергетической сфере с Россией. Хотя ситуация на Украине отличается от Корейского полуострова, корейские власти сомневаются в сотрудничестве с Россией, поскольку она перекрыла поставку природного газа на Украину. Конечно, Украина недоплатила оплату за природный газ, и она получала газ через газопровод, но корейским властям трудно поверить. В основном СПГ отличается от случая газопровода на Украине, но многие корейцы, прежде всего, думают о перекрытии газа в Южную Корею на всяких случаях. Так что две стороны должны уговорить друг друга в энергетической сфере для увеличения сотрудничества в газовом секторе.

В-третьих, предпочтение корейского государства угля. Государство Южной Кореи предпочитает уголь чем другие энергоносители для производства электроэнергии, потому что он дешевле других энергоносителей. Так что легко не ожидается резкий рост спроса природного газа в Южной Корее.

Почему надо сотрудничать?

Хотя существуют некоторые препятствия сотрудничеству в газовом секторе, почему стороны должны сотрудничать? Предлагается три главные причины.

В-первых, Южная Корея может снизить затрату логистики природного газа. Как выше указано (Таблица 1.), Южная Корея импортирует большинство природного газа из Ближнего Востока (Катар, Оман), но цена природного газа из этого региона самая высокая. Если Южная Корея больше импортирует СПГ из России (Дальний Восток), то она сможет снизить затраты логистики.

Таблица.3

Сравнение цены импорта СПГ Южной Кореи

Страна	Расстояние до Ю. Кореи (Морская миля)	Средняя цена природного газа 2015 г. (USD/TON, CIF)
Россия	1380	478,44
Индонезия	2793	421,71
Австралия	3650	492,30
Оман	5750	624,51
Катар	6156	608,75

Источник - 한국과 러시아의 천연가스 협력에 관한 연구 - 수입 수요 결정 요인 분석 - 고주영

Во-вторых, Можно снизить зависимость от Ближнего Востока. В настоящее время Южная Корея импортирует 53% природного газа из двух стран на Ближнем Востоке (Катар, Оман). В сфере энергобезопасности нуждается снизить зависимость от Ближнего Востока.

В-третьих, Южная Корея является потенциальным покупателем СПГ для России. Конечно, страна уже покупает СПГ из Дальнего Востока, но их доля пока не большая. России тоже нужен покупатель СПГ в АТР, так что сотрудничество в газовом секторе между двумя странами пригодится не только для Южной Кореи, но и для России.

Список использованной литературы:

Ли Конхви – “Энергобезопасность Республики Корея (Energy security of Republic of Korea)” стр. 130-135, Трансформация Мировой Энергетики: Рыночные механизмы и государственная политика//Москва, ИМЭМО РАН

Сжиженный природный газ – будущее мировой энергетики
- Максим Майорец, Константин Симонов

한국과 러시아의 천연가스 협력에 관한 연구 - 수입 수요 결정 요인 분석
- 고주영

세일가스 혁명, 국내 산업계와 기업대응 전략
- 조현

Central Intelligence Agency (The World Factbook)

http://www.yestravel.ru/world/natural_gas_imports_rank_order/

[http://www.index.go.kr/\(국가지표체계\)](http://www.index.go.kr/(국가지표체계))

<https://kr.sputniknews.com/business/201609021735676/>

<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ks.html>

<http://www.kogas.or.kr/>

<http://www.sk.com/Channel/News/view/1138>

<https://www.skens.com/sk/content/view.do?cate=energy&m1=lngc>

Сафинов К.Б., Кульмамирова М.С., Иллерицкий Н.И.
Казахстан в энергетической интеграции ЕАЭС: перспективы, риски,
возможности

На современном этапе развития мировой экономики сложившиеся в конце XX – начале XXI столетия механизмы международных экономических отношений проходят через необратимые изменения. С одной стороны, продолжается процесс глобализации, характеризуемый развитием и усложнением мировой экономики, ужесточением конкуренции на мировых рынках сырья, товаров и услуг. Ускоряется научно-технический прогресс и колоссальными темпами развивается информационное общество. Центр этого развития продолжает уверенно смещаться по направлению к Азии. С другой стороны, намечается тенденция укрупнения и обособления экономических агентов на уровне регионов, иными словами – региональная экономическая интеграция. Уже не столько страны, сколько региональные торгово-экономические объединения становятся ключевыми участниками системы международных экономических отношений, механизмов конкуренции и кооперации. Глобализация и регионализация – это всеохватывающие, сложные и неоднозначные процессы, предполагающие возможности множественного выбора для государств, разработки и анализа альтернативных сценариев и стратегий экономического развития. Особую важность в этом контексте приобретает вопрос самоопределения каждого национального государства, выбора партнеров для стратегического сотрудничества.

Изначально термин «экономическая интеграция» возник в первой половине XX века. Сегодня существует множество его определений и толкований. Обобщая их, можно сделать вывод, что интеграция, как правило, представляет собой процесс объединения, сращивания различающихся частей в некоторую новую целостность. При этом новая целостность будет обладать принципиально иными и уникальными свойствами, которые не были присущи составившим ее частям.

Региональные интеграционные объединения различаются по уровню и качеству сопряжения экономик стран-участников, по устройству интеграционных институтов и механизму их работы, количеству государств-членов, социокультурным признакам, и т.д.

Крупнейшими интеграционными центрами в современных МЭО являются Европейский Союз (27 стран), НАФТА (США, Канада и Мексика), форум АТЭС (включая АСЕАН), а также МЕРКОСУР в Южной Америке, и, безусловно, Евразийский экономический союз России, Белоруссии, Казахстана, Армении и Киргизии.

К настоящему времени на долю Евразийского Экономического Союза приходится не менее 4% мирового ВВП, равно как и около 4% мирового промышленного производства. На территории стран ЕАЭС проживает около 200 млн. человек, то есть, 5,5% мирового населения. Площадь ЕАЭС составляет более 20 млн. квадратных километров, то есть, Евразийский экономический союз по совокупности показателей является крупнейшим интеграционным объединением в мире. По экономическим показателям ЕАЭС является вторым интеграционным объединением после ЕС.¹¹⁴

Страны ЕАЭС занимают уникальное географическое положение между Европой и Азией. На территории евразийского региона сконцентрировано около 1/4 разведанных в мире видов полезных ископаемых (в том числе около 1/3 мировых запасов газа, 1/4 мировых запасов угля, 1/5 мировых запасов нефти, а также черных и цветных металлов, минералов и урановой руды), стоимость которых оценивается в десятки триллионов долларов.

¹¹⁴ Телегина Е.А., Халова Г.О., Студеникина Л.А. Энергетическая интеграция в ЕАЭС: особенности и перспективы. Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы / Отв. ред. С.В. Жуков. – М.: ИМЭМО РАН, 2016. – 186 с.

Республика Казахстан является фактическим инициатором процесса евразийской интеграции. Впервые идея о создании Евразийского Союза на основе единого экономического пространства прозвучала из уст президента Казахстана Н.А. Назарбаева еще в 1994 году. В период 2000-2014 гг. экономическая интеграция между странами-участниками продолжила углубляться, и с 1 января 2015 года договор о создании Евразийского экономического союза официально вступил в силу после ратификации всеми странами-участниками.

Республика Казахстан играет значительную роль в ЕАЭС, является одним из наиболее развитых государств пост-советского пространства. Экономика Казахстана продолжает стабильно и динамично расти на протяжении последних двух десятилетий, а по уровню ВВП на душу населения Казахстан входит в полсотни наиболее развитых стран мира. При этом около 25% ВВП Казахстана, половина национального дохода и почти 70% экспорта приходится на энергетический сектор. Казахстан продолжает развиваться как энергетическая держава, опираясь главным образом на нефтедобывающую и горнодобывающую промышленность.

По объему разведанных запасов нефти Казахстан занимает 12-е место в мире¹¹⁵ (даже без учета пока еще недостаточно точно оцененных запасов Каспийского шельфа), по запасам природного газа – 19-е. В целом на долю Казахстана приходится более 2% мировых запасов нефти, то есть, 30 млрд. баррелей. На территории страны открыто более чем 200 месторождений. Прогнозные нефтяные ресурсы страны потенциально могут составить около 100 млрд. баррелей.

Объем добычи нефти в Казахстане достигает 25-30 млн. тонн в год, или порядка 1600-1700 млн. баррелей в сутки (Рисунок 1). В перспективе ресурсные возможности страны могут позволить довести добычу и до 80-100 млн. тонн нефти в год при условии запуска новых проектов – особенно на шельфе Каспия. Наиболее активно развивается сегодня проект по освоению месторождения Кашаган, запасы которого оцениваются в 9-13 млрд., баррелей нефти, а планируемые показатели добычи составляют около 50 млн. тонн в год.¹¹⁶

Рисунок 1. Динамика добычи нефти в Казахстане, млн. баррелей/сутки.

Источник: составлено авторами по данным BP Statistical Review of World Energy 2016.

¹¹⁵ По данным BP Statistical Review of World Energy 2016.

¹¹⁶ Казахстан начал экспорт нефти со своего крупнейшего месторождения. РБК. 14.10.2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rbc.ru/business/14/10/2016/5800abee9a7947ddcee7b340>

Доказанные запасы природного газа в Казахстане составляют порядка 2-2,5 трлн. куб. м. Предполагаемые, но пока не подтвержденные запасы газа оцениваются в объеме 10 трлн. куб. м. В Казахстане, в силу особенностей геологии, большая часть природного газа является попутным и добывается совместно с нефтью. Изолированные газовые месторождения в основном находятся на западе страны, а крупнейшим из них является месторождение Карачаганак, которое содержит 70,4% всех разведанных запасов свободного газа Казахстана.¹¹⁷

Помимо значительных нефтегазовых ресурсов Казахстан обладает солидной минерально-сырьевой базой для развития всех отраслей промышленности, в том числе черной и цветной металлургии, добычи редких элементов. Казахстан входит в перечень государств-лидеров по добыче угля, железной руды, бокситов, меди, цинка, марганца, серебра, фосфатов и многих других элементов. Казахстан занимает второе место в мире по запасам урана, обладая, по существующим на сегодня оценкам, около 12% мировых запасов этого ресурса¹¹⁸. Однако атомная отрасль развита слабо, а эффективно функционирующие АЭС отсутствуют. Доминирующие позиции в энергетике Казахстана занимает уголь. Угольные электростанции по-прежнему остаются одним из основных способов генерации энергии, на уголь приходится более 2/3 в общем объеме расходов топлива на выработку электроэнергии и тепла в Казахстане. Это наиболее доступный и широко распространенный энергоноситель в Казахстане: общие геологические запасы угля в стране превышают 280 млрд. тонн, а разведанные запасы составляют около 4% мировых. Доля Казахстана в общемировой добыче угля составляет 3,7%.

На данном этапе состояние нефтегазодобывающей в частности и в целом энергетической отрасли Казахстана характеризуется весьма противоречиво. Приведенные выше данные показывают, что Казахстан обладает колоссальным энергетическим потенциалом, однако уровень использования этого потенциала остается относительно низким и непропорциональным. В нефтяной отрасли Казахстан все еще во многом зависит от импорта некоторых видов сырья и нефтепродуктов (в первую очередь из России) в силу неразвитости собственного нефтегазового комплекса (особенно нефтепереработки), в то же время, создавая России конкуренцию в качестве экспортера нефти. Добыча природного газа на территории Казахстана развита непропорционально, и ряд областей снабжается импортным газом, а потенциал действующей газотранспортной системы близок к исчерпанию. То же самое можно сказать и об электроэнергетике: помимо того, что она опирается, в основном, на морально устаревшие и экологически опасные угольные ТЭС, электроэнергетическая сеть страны недостаточно оптимизирована. При передаче и распределении электроэнергии имеются большие потери, достигающие 20% установленной мощности. Линии электропередачи и распределительные сети Казахстана разделены на три малосвязанных подсистемы. Две из них функционируют на севере и одна на юге страны. Это, как и в случае с газом, вынуждает импортировать электроэнергию для некоторых приграничных областей при том, что у Казахстана не имеется недостатка в собственных генерирующих мощностях на территории страны. Сегодня производство электрической энергии в Казахстане осуществляют более 75 различных электрических станций. Общая установленная мощность электростанций Казахстана года составляет более 20 тысяч МВт. (Таблица 1).

¹¹⁷ Karachaganak Field Discovery [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.kpo.kz/en/about-kpo.html>

¹¹⁸ World Uranium Mining Production [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx>

Таблица 1.

Основные электростанции Казахстана

№	Электростанция	Мощность Турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
<i>Тепловые электростанции</i>				
1	ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» им. Нуржанова	500	8	4000
2	АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» (электрическая станция АО «ЕЭК»), входящая в состав Группы ENRC	300-325	8	2450
3	АО «Жамбылская ГРЭС им. Батурова»	200/210	3/3	1230
4	АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	500	2	1000
5	ТОО «МАЗК-Казатомпром» ТЭЦ-2	50/60/80/100	10	630
6	ТОО «МАЗК- Казатомпром» ТЭЦ-3	200/210/215	3	625
7	ГРЭС-2 АО «Корпорация Казахмыс» (Карагандинская ГРЭС-2)	55/50/86/100	8	663
8	АО «АлЭС» Алматинская ТЭЦ-2	50/80/110	6	510
9	ТЭЦ-3 АО «Павлодарэнерго» (Павлодарская ТЭЦ-3)	50/60/65/110	6	505
10	ТОО «СевКазЭнерго Петропавловск» (Петропавловская ТЭЦ-2)	33/42/60/76/100	7	434
11	ТЭЦ-1 АО «Алюминий Казахстана» (Павлодарская ТЭЦ-1)	50/60/80	6	350
12	ТЭЦ-2 АО «Астанаэнергия»	80/120	4	360
13	Карагандинская ТЭЦ-2 АО «Арселор Митал Темиртау»	100/135	4	435
14	Карагандинская ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»	110/120	5	560
<i>Гидравлические электростанции</i>				
1	ТОО «AES Шульбинская ГЭС»	117	6	702
2	БГЭК АО «Казцинк» (Бухтарминская ГЭС)	75	9	675
3	АО «АлЭС» Капчагайская ГЭС	91	4	364
4	ТОО «AES Усть- Каменогорская ГЭС»	82,8	4	331,2
5	АО «Мойнакская ГЭС»	150	2	300

Источник: Министерство статистики Республики Казахстан [Электронный ресурс: база данных]. Режим доступа: <http://www.stat.gov.kz>

Что касается атомной отрасли, то обладая вторыми в мире запасами урана Казахстан не имеет ни одной собственной атомной электростанции.

Республика Казахстан также обладает большим потенциалом для развития экологически чистой энергетики – гидроэнергетики и ВИЭ. Ряд крупных ГЭС на реках Иртыш, Или и Сырдарья обеспечивают около 10% потребностей в электроэнергии страны. В силу особенностей географии развитие гидроэнергетики целесообразно на юге и востоке Казахстана, причем велик потенциал для создания малых ГЭС. Ряд средних ГЭС мощностью 50-70 МВт находятся в стадии проектирования, в среднесрочной перспективе планируется более активно использовать потенциал гидроэнергетики страны.

Удельный вес возобновляемых источников энергии в общем энергобалансе страны пока невелик и не превышает 0,3%, однако потенциал развития ВИЭ в Казахстане достаточно велик. В настоящее время действует только одна экспериментальная ВЭС в Кордайской области с пиковой мощностью не более 9 МВт. Важно отметить, что на территории Казахстана имеются обширные области с постоянными ветрами, скорость которых не опускается ниже 5 м/с в любое время года, что достаточно для эффективной работы ветряных электростанций. Более того, такие области, как правило, не отличаются высокой плотностью населения, имеют равнинный рельеф, что делает эксплуатацию ВЭС не только экономически эффективной, но и комфортной с точки зрения населения.

Солнечная энергетика также имеет хорошие перспективы для развития в Казахстане, поскольку длительность эффективного солнечного освещения в некоторых регионах страны достигает до 3000 часов в год. Сегодня в Казахстане в порядке экспериментальной эксплуатации действует несколько локальных солнечных электростанций небольшой мощности, собирается статистика использования солнечных элементов, анализируется их эффективность и надежность.

Общая неравномерность и фрагментированность развития энергетической сферы Казахстана являются прямыми последствиями распада СССР, в результате которого оказались во многом нарушены хозяйственные связи и взаимодополнявшие друг друга производственно-технологические цепочки. Это также привело к тому, что на территорию Казахстана осуществили массовую экспансию зарубежные нефтегазовые компании – сначала западные, а позднее – китайские. Сегодня в Казахстане работает более 15 иностранных компаний, которые участвуют в более чем 50 проектах добычи углеводородов. К сожалению, иногда иностранные партнеры ставят перед собой цели лишь по развитию собственного бизнеса, но не по развитию Казахстана. По нашему мнению, стратегически верным направлением освоения богатых энергетических ресурсов и развития энергетического сектора республики является активное **участие Казахстана в энергетической интеграции Евразийского экономического союза**.

Формирование общих энергетических рынков ЕАЭС было разделено на три основных этапа. На первом этапе предполагается создание общего рынка электроэнергии (в 2019 году). Концепция формирования общего рынка электроэнергии была разработана и принята Евразийской экономической комиссией еще в 2014 году¹¹⁹. При ее разработке был учтен зарубежный опыт работы общих рынков электроэнергии, а также особенности энергетических секторов стран ЕАЭС. Важно отметить, что потенциал для развития общего рынка электроэнергии достаточно высок, поскольку в настоящее время возможности межстранового трансфера электроэнергии используются лишь на 20%, а потенциальные генерирующие мощности всех государств ЕАЭС – не более чем на 50%. Казахстан обладает достаточно высокоразвитой, хотя, как было отмечено, весьма фрагментированной электроэнергетической системой и способен сыграть важную роль в формировании общего рынка электроэнергии.

¹¹⁹ ЕЭК представила странам ТС и ЕЭП проект Концепции общего рынка электроэнергии. Официальный сайт ЕЭК [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/10-07-2014-1.aspx>

После распада СССР в Казахстане были проведены реформы в электроэнергетике. В ходе реализации государственных программ был осуществлён поэтапный переход к рыночным отношениям в отрасли, предусматривающий: разделение видов деятельности в электроэнергетике на конкурентные - производство и торговля электрической энергией, и монопольные виды деятельности - передача и распределение электрической энергии. Была проведена масштабная приватизация крупных электростанций, ТЭЦ промышленного и общего назначения. В результате в области генерации был создан конкурентный оптовый рынок электроэнергии на основе двусторонних сделок купли-продажи между продавцами и оптовыми покупателями электроэнергии. Сегодня сектор передачи электроэнергии образован Национальной энергетической сетью (НЭС) Казахстана. В нее входят линии электропередачи напряжением 220-1150 кВ общей протяженностью порядка 25 тыс. км, а также более 80 линий электропередачи классом напряжения 0,4-110 кВ общей протяженностью около полумиллиона километров. По техническим параметрам электроэнергетическая система Казахстана полностью совместима с электроэнергетическими системами других стран ЕАЭС. Кроме того, северная электроэнергетическая подсистема соединена перемычками с внешней энергетической системой – ЕЭС России, а южная – с ОЭС Средней Азии. Таким образом, главной задачей для Казахстана в ходе формирования общего рынка электроэнергии в ЕАЭС будет **объединение фрагментированных участков электроэнергетических сетей**, в первую очередь, с ЕЭС России, и формирование устойчивого энергомоста между ними.

Что касается газового рынка Республики Казахстан, то Энергетическая стратегия Казахстана ориентирована на удовлетворение внутреннего спроса на газ за счет собственной добычи попутного нефтяного газа и не предполагает существенного увеличения экспортного потенциала, который, к тому же, почти целиком будет поглощен перспективными поставками газа в КНР. Таким образом, Казахстан в настоящее время не может извлечь значительную экономическую выгоду из развития межгосударственной торговли газом с Россией, за исключением уже существующих своповых операций и переработки 7 млрд. м³ карагаганакского газа на Оренбургском ГПЗ.

Концепция развития газовой отрасли Республики Казахстан до 2030 года¹²⁰ предполагает реализацию оптимального сценария разработки казахстанских месторождений природного газа без их ускоренного истощения. В перспективе до 2030 ожидается значительный рост добычи газа, но также будут увеличиваться объемы газа, закачиваемого обратно в пласт для поддержания пластового давления. По этой причине, в данный период при росте добычи с 40 до 60 млрд. м³ в год свободный объем товарного газа останется на уровне 23-25 млрд. м³. Таким образом, **потенциал роста объемов добычи, переработки и использования собственного газа в Казахстане ограничен**, в том числе необходимостью его использования для обратной закачки.

В соответствии с базовым сценарием Генеральной схемы газификации Казахстана к 2020 году потребление газа в стране составит порядка 16 млрд. м³, еще через десять лет, к 2030 году, потребление вырастет до 18,1 млрд. м³. Это на 50% и 66% выше объемов потребления 2013 года, соответственно¹²¹. Если продолжить этот тренд, то к 2050 году потребление газа в стране достигнет уровня в 30 млрд. м³ в год. Следовательно, к 2030 году для экспорта останется не более 2,9 млрд. м³ свободного газа в год, а после 2030 года страна может начать испытывать дефицит природного газа. Таким образом, Казахстан вряд ли сможет активно участвовать в процессе формирования газового рынка ЕАЭС в качестве добывающей страны. Безусловно, его газотранспортная система будет играть важнейшую

¹²⁰ Постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года № 1275 «Об утверждении Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года».

¹²¹ Постановление Правительства Республики Казахстан от 7 мая 2012 года № 582 «Об утверждении правил подготовки Генеральной схемы газификации Республики Казахстан»

роль для всего Союза, однако этого недостаточно для успешного формирования и развития единого рынка газа ЕАЭС. Подобная ситуация не отвечает целям и задачам развития добычи, транспортировки и использования газа в Союзе. По этой причине следующим стратегическим шагом **должна стать модернизация генерирующих мощностей – постепенный отказ от использования угольной генерации в пользу газовой.** Это позволит значительно увеличить объемы использования газа в Казахстане и перейти к импорту недостающих объемов из России. Отказ от угольной генерации значительно улучшит экологическую ситуацию, повысит энергоэффективность экономики. Данный процесс в связи с объективными технологическими и экономическими ограничениями не может проходить быстро, и займет, вероятно, от 5 до 10 лет. Однако по его завершении, совместно с развитием электроэнергетической сети Казахстан получит современную, эффективную систему **генерации и передачи значительной электроэнергетической мощности.**

Наиболее нетривиальной задачей в области участия Казахстана в энергетической интеграции ЕАЭС является включение республики в планируемое на 2020-2025 годы формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов. Проект Концепции формирования общего рынка нефти и нефтепродуктов был утвержден Евразийской экономической комиссией в мае 2016 года. Документ предусматривает, в частности, возможность отмены к 2025 г. количественных ограничений, таможенных пошлин и иных налоговых сборов при торговле сырьем и нефтепродуктами в рамках ЕАЭС, а также унификацию тарифов на транспортировку наливных грузов¹²². В ходе формирования общих рынков необходимо принять и реализовать более 50 решений: разработать единые правила доступа к системам транспортировки и механизмы определения технической возможности, свободных мощностей, сформировать в странах Союза полноценные биржевые товарные рынки, создать условия для обеспечения доступа участников общего рынка на рынки друг друга и устранить существующие барьеры входа на эти рынки, гармонизировать национальные нормы и правила функционирования технологической и коммерческой инфраструктуры общего рынка и т.д. По оценке Института экономических стратегий, суммарный эффект от создания общего рынка нефти и нефтепродуктов может составить от 5 до 8 млрд. долл. США в течение пяти лет.¹²³

Важно отметить, что предприятия нефтяной отрасли Казахстана и других стран ЕАЭС - Армении, Белоруссии, Кыргызстана и России - в течение десятилетий работали в составе единого топливно-энергетического комплекса. Сегодня они становятся участниками процесса новой энергетической интеграции в принципиально иных условиях, а именно – в условиях свободного рынка. При этом в отличие от рынков газа и электроэнергии, нефтяные рынки в меньшей степени склонны к интеграции. Это происходит в силу более разветвленной и менее связанной производственно-сбытовой цепочки в нефтяной отрасли, а также из-за отсутствия у нефтетранспортной инфраструктуры системно-ориентированного характера, столь выраженного у газотранспортных и электроэнергетических сетей. Степень монополизации нефтяного сектора, как правило, ниже, чем в электроэнергетике и газе. Поэтому нефтяные рынки не требуют столь существенного регуляторного вмешательства со стороны уполномоченных государственных органов. Данные обстоятельства необходимо иметь в виду при проектировании целевой модели будущих общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, состава и предназначения его ключевых институтов, распределения

¹²² Межправительственный совет одобрил Концепцию формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС. Официальный сайт ЕЭК [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/24-05-2016-6.aspx>

¹²³ Утверждена Концепция формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС. Институт экономических стратегий РАН. 09.06.2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.inesnet.ru/2016/06/utverzhdena-koncepciya-formirovaniya-obshhix-rynkov-nefti-i-nefteproduktov-eaes/>

ролей, прав и обязанностей его участников, в том числе, определении статуса и компетенции его национальных и наднациональных регулирующих органов.

С учетом особенностей структуры и функционирования нефтяных и продуктовых рынков, в том числе рынка Республики Казахстан, а также международного опыта региональной экономической интеграции, структуру целевой модели общих рынков нефти и нефтепродуктов с участием Казахстана должны составить, с одной стороны, институты, формирующие внутреннее и внешнее измерения функционирования рынков, а с другой стороны – квалифицированные участники этих рынков.

Институт биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами служит ключевым инструментом, консолидирующим функциональность общих рынков нефти и нефтепродуктов в пределах единого экономического пространства Союза. Будущая биржевая торговля в ЕАЭС потребует наличия собственного эталонного сорта нефти (маркера), базис поставки которой будет служить справочной ценой для внебиржевых сделок на территории Евразийского экономического союза.

Хотя текущий формат евразийской экономической интеграции не предусматривает проблемы регулирования экспорта газа из ЕАЭС в третьи страны, объективная необходимость реализации углеводородного потенциала России и Казахстана, а также стремление других союзных государств диверсифицировать источники импорта углеводородов, потребуют принятия мер по проведению скоординированной экспортной /импортной политики. Здесь возможны различные сценарии, начиная от минимального согласования объемов и направлений экспорта до формирования «единого экспортного канала» для всего евразийского экономического пространства, что в первую очередь касается Казахстана и России.

Энергетическая отрасль является для Казахстана главным локомотивом экономического роста, особенно это касается нефтедобычи и добычи угля. При этом переработка нефти в Казахстане развита недостаточно хорошо, а использования угля в качестве основного топлива для производства энергии и тепла объективно не отвечает требованиям времени. Казахстан также обладает значительными запасами урана, которые не используются внутри страны, и достаточно большими запасами природного газа, возможности использования которых ограничены. По нашему мнению, участие Казахстана в энергетической интеграции ЕАЭС позволит нивелировать слабые стороны энергетического сектора страны и добиться многих уникальных преимуществ, недоступных для страны без участия в интеграции, при этом обеспечив безопасность и стабильность развития энергетической отрасли и реализацию ключевых положений энергетической политики страны. В конечном счете, благодаря формированию общих рынков энергии и энергоносителей будет достигнута одна из главных стратегических целей энергетической интеграции всего Евразийского экономического союза – **переход от экспорта энергоносителей к экспорту чистой энергии.**

Также полагаем целесообразным разработать и вынести на обсуждение проект **программы развития возобновляемой энергетики в ЕАЭС.** Использование ВИЭ в Казахстане, равно как и в других государствах ЕАЭС, обладают значительным потенциалом. Развитие возобновляемой энергетики будет способствовать решению ряда ключевых задач стоящих перед народно-хозяйственным комплексом государств ЕАЭС. В частности, локальные ВИЭ позволят разрешить проблему слабой взаимосвязи и возникающих дефицитов в различных секторах, позволят снизить долю угля в генерации электроэнергии для бытового потребления, а следовательно, улучшить экологическую обстановку и сократить использование этого невозобновляемого ресурса. Еще одним положительным фактором распространения ВИЭ для стран ЕАЭС является создание новых рабочих мест и отраслей промышленности, развитие соответствующих технологий и сопутствующих производств. Необходимо, однако, помнить, что перспективы использования ВИЭ

ограничены коммунально-бытовым сектором. Уровень развития технологий генерации энергии из возобновляемых источников в настоящее время не позволяет эффективно применять ВИЭ для обеспечения потребностей энергоемких промышленных производств, транспортного сектора и других объектов, которым требуется высокая постоянная мощность. Для таких целей наиболее целесообразным является **переход на газовую генерацию взамен угольной**, что позволит добиться успехов в области охраны окружающей среды, не потеряв в надежности и эффективности генерации электроэнергии.

Список использованной литературы

1. Департамент статистики ЕЭК [Электронный ресурс: база данных]. Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/Pages/default.aspx
2. ЕЭК представила странам ТС и ЕЭП проект Концепции общего рынка электроэнергии. Официальный сайт ЕЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/10-07-2014-1.aspx>
3. Иллерицкий Н.И., Донцова А.В. Проблемы и перспективы евразийской интеграции // Мировые рынки нефти и природного газа: проблемы конкуренции и кооперации. Под ред. С.В. Жукова – М.: ИМЭМО РАН, 2015, УДК 339.13 / 339.166.2, С. 24-30.
4. Казахстан начал экспорт нефти со своего крупнейшего месторождения. РБК. 14.10.2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rbc.ru/business/14/10/2016/5800abee9a7947ddcee7b340>
5. Межправительственный совет одобрил Концепцию формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС. Официальный сайт ЕЭК [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/24-05-2016-6.aspx>
6. Полаева Г.Б., Тыртышова Д.О., Иллерицкий Н.И. Инновационно-технологическое сотрудничество государств ЕАЭС в энергетической сфере, Сборник научных трудов «Science and practice: new discoveries», Международная научная конференция МКО-2015-06, Издательство Skleněný Můstek (Чехия) и МЦНИП (Россия), 2015 // <http://books.eee-science.ru/downloads/science-and-practice-new-discoveries/>
7. Постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года № 1275 «Об утверждении Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года».
8. Постановление Правительства Республики Казахстан от 7 мая 2012 года № 582 «Об утверждении правил подготовки Генеральной схемы газификации Республики Казахстан»
9. Телегина Е.А., Халова Г.О., Студеникина Л.А. Энергетическая интеграция в ЕАЭС: особенности и перспективы. Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы / Отв. ред. С.В. Жуков. – М.: ИМЭМО РАН, 2016. – 186 с.
10. Утверждена Концепция формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС. Институт экономических стратегий РАН. 09.06.2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.inesnet.ru/2016/06/utverzhdjena-koncepciya-formirovaniya-obshhix-rynkov-nefti-i-nefteproduktov-eaes/>
11. Халова Г.О., Шабарова Г.О. Глобализация энергетических рынков как основа интеграции Казахстана и России. – Нефть, газ и бизнес, №1, 2013.
12. BP Statistical Review of World Energy 2016.
13. Karachaganak Field Discovery [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.kpo.kz/en/about-kpo.html>

14. World Uranium Mining Production [Электронный ресурс]. Режим доступа:
<http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx>

Халова Г.О., Сеферов А.К.

Сотрудничество прикаспийских государств в нефтегазовой сфере

Спустя 25 лет после распада СССР евразийский континент становится центром новых фундаментальных геоэкономических и геополитических процессов, в результате которых изменяется архитектура системы международных экономических отношений и других взаимосвязей между государствами и макрорегионами. Именно на евразийском пространстве сегодня зарождается новая форма будущего мироустройства. Она, вероятно, является альтернативой доминировавшей на протяжении конца XX – начале XXI столетия либерально-экономической модели развития, основанной на эффектах глобализации. Подтверждением того, что эта модель практически исчерпала себя, служит каскад экономических кризисов, не прекращающихся с 2008 года, необратимые дезинтеграционные тенденции в Европейском Союзе, последствия американской экспансии на Ближнем Востоке и другие факторы. Евразийский континент, напротив, оправившись от шока 1990-х годов, выходит на траекторию уверенного экономического роста и качественно новый уровень политического взаимодействия в рамках масштабных интеграционных процессов на уровне Шанхайской организации сотрудничества, Евразийского экономического союза, а также китайских проектов Экономического пояса Шелкового пути и всеобъемлющего Континентального Партнерства.

Прикаспийские государства – Россия, Казахстан, Туркменистан, Иран, и Азербайджан являются неотъемлемыми и активными участниками этих процессов. При этом глубина связей между этими пятью государствами на самом деле намного выше, чем может показаться на первый взгляд. Помимо общего внутреннего моря и общей советской истории для четырех государств из пяти, являющихся членами СНГ, каждое государство Каспийского региона по-своему включено в процесс формирования нового евразийского мегапространства.

Россия и Казахстан являются стратегическими партнерами и странами-основателями Евразийского экономического союза. Фактически, совместная работа России и Казахстана в целях развития экономической интеграции в Евразии началась еще в 1996 году. Большой интерес к формированию зоны свободной торговли с ЕАЭС проявляет Иран. Иран также является наблюдателем в ШОС, и также проявляет намерения повысить свой статус до уровня полноценного члена ШОС. А с учетом предстоящего вступления в ШОС Индии и Пакистана эта организация объединит в себе практически половину населения Земли.

В рамках евразийского пространства активизируется развитие имеющихся и выстраивание принципиально новых цепочек связей. Помимо китайских глобальных инициатив в рамках проектов Шелкового пути в последнее время резко ускорился процесс создания транспортного коридора «Север–Юг», который соединяет Россию через Азербайджан с Ираном. В перспективе этот коридор может быть продлен до Индии, и сегодня в рамках этого проекта формируется стратегическое партнерство трех прикаспийских государств – России, Ирана и Азербайджана.

Едва ли не наиболее весомым объединяющим фактором прикаспийских государств должно стать сотрудничество в нефтегазовой сфере. Все государства Каспия обладают значительными запасами углеводородов и ведут активную добычу нефти и газа. Суммарные доказанные запасы нефти пяти государств составляют около 200 млрд. баррелей, а с учетом перспективных месторождений превысят 250-280 млрд. баррелей, что составит **около 20 процентов** мировых запасов. Что касается природного газа, то суммарные подтвержденные запасы пяти прикаспийских государств превышают 85 трлн. куб. м, и могут, при выполнении доразведки на шельфе Каспийского моря, достигнуть 100 трлн. куб. м – то есть, **более половины** мировых запасов газа (даже без учета потенциальных запасов в российской

Арктике). При этом у всех государств, кроме России, доля запасов углеводородов, месторождения которых располагаются именно в прикаспийской зоне является очень большой – не менее 20 процентов всех запасов страны (Таблица 1).¹²⁴

Таблица 1.

Доказанные запасы нефти и газа прикаспийских государств

Государство	Доказанные запасы нефти, млрд. баррелей	Доля запасов нефти от мировых	Доказанные запасы газа, трлн. куб. м.	Доля запасов газа от мировых
Россия	102,4	6,0%	32,3	17,3%
Казахстан	30,0	1,8%	0,9	0,5%
Туркменистан	0,6	менее 0,1%	17,5	9,4%
Иран	157,8	9,3%	34,0	18,2%
Азербайджан	7,0	0,4%	1,1	0,6%

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016

Следовательно, прикаспийские государства концентрируют колоссальный по объему энергетический потенциал. При этом каспийский регион располагается крайне удачно с точки зрения создания и развития крупных транспортных коридоров – посередине между крупнейшими мировыми центрами потребления энергоресурсов - Китаем и Европой, а, в перспективе – Индией. Потребление энергетических ресурсов на этих рынках устойчиво растет в последние годы, несмотря на экономический кризис. Основным драйвером роста спроса на энергоносители в мире в настоящее время остается Китай. За последние 10 лет потребление энергии в Китае росло в среднем на 5-6% в год, что сделало эту страну крупнейшим мировым потребителем энергоресурсов: в 2015 году на долю Китая пришлось 23% мирового потребления энергии. В том же году потребление нефти в Китае выросло на 6,3%, а природного газа – на 4,7% по сравнению с 2014 годом.¹²⁵ Специалисты считают, что вплоть до 2030-2035 годов потребление энергии и спрос на энергоносители в Китае продолжит увеличиваться, хотя темпы роста потребления могут несколько замедлиться по сравнению с текущими (с 5-6% до 3-4% в год), что обусловлено замедлением экономического роста в рамках текущей модели развития китайской экономики. Однако в энергетическом балансе Китая будет наблюдаться устойчивый тренд на постепенный отказ от использования угля в пользу природного газа и частично – возобновляемых источников и атомной энергетики. По этой причине можно с большой уверенностью заявить, что темпы роста потребности в природном газе в Китае будут выше, чем темпы роста потребления прочих энергоносителей. Это означает, что Китай еще долгое время не утратит своей роли главного потребителя природного газа, которую приобретает сегодня. Кроме того, необходимо помнить, что ресурс всеобщей автомобилизации в Китае пока еще не исчерпан, что оставляет возможности для роста спроса не только на газ, но и на нефть и нефтепродукты.¹²⁶

Европейский Союз является вторым по величине импортером энергии и энергоносителей на евразийском континенте. По мере внедрения новых технологий, вплоть до отказа европейских государств от использования двигателей внутреннего сгорания в автомобильном транспорте в пользу альтернативных силовых установок, можно ожидать падения спроса на нефть в Европе в долгосрочной перспективе. Этого нельзя сказать о природном газе: сегодня Европейский Союз зависит от импорта природного газа более чем на 50%, причем на 35-37% - из России. Европа стремится проводить гибкую энергетическую

¹²⁴ По оценке авторов на основе данных BP Statistical Review of World Energy 2016

¹²⁵ По данным ВР и Международного энергетического агентства.

¹²⁶ IEA, China Energy Outlook. 2015 edition

политику, диверсифицировать энергоносители и развивать возобновляемые источники энергии, однако пока результаты этой политики явно оказались хуже, чем ожидали ее инициаторы. В связи с этим Европа неизбежно останется крупным импортером энергоносителей, в первую очередь – природного газа, необходимого для производства основных объемов электрической энергии и тепла.¹²⁷

Наиболее многообещающим в долгосрочной перспективе является энергетический рынок Индии. В настоящее время эта страна не обладает высоким уровнем развития энергетической сферы: при том, что на территории страны проживает почти 20% населения планеты, Индия потребляет лишь порядка 6% мировой энергии. Значительная часть населения страны лишена даже доступа к электроэнергии, а более 70% генерации энергии и тепла осуществляется на угольных станциях. Государственная политика Индии нацелена на развитие энергетической отрасли, создание разветвленной и эффективной электроэнергетической сети, газотранспортной и газораспределительной систем и новых генерирующих мощностей. Реализация этой политики потребует продолжительного времени и значительных инвестиций, однако при устойчивом экономическом росте и дальнейшем росте численности населения именно Индия станет ключевым потребителем энергии в XXI столетии. Есть основания полагать, что в потреблении энергии и энергоносителей Индия не уступит Китаю, и, вполне возможно, превысит его показатели импорта нефти и газа на горизонте 2040-2050 годов.¹²⁸

Для государств прикаспийского региона с их колоссальными запасами энергетических ресурсов подобный сценарий развития мировой энергетики является крайне благоприятным. В этой связи целесообразно уже сегодня **готовиться к участию в конкурентной борьбе за доминирование на этих рынках**, что было бы разумно и наиболее эффективно осуществлять **в сотрудничестве всех пяти прикаспийских государств**.

На протяжении 1990-х и начала 2000-х годов страны Каспийского региона конкурировали друг с другом на мировых рынках углеводородов, стремясь развивать собственные каналы сбыта энергоносителей. Азербайджан ориентировал свою нефтегазовую отрасль на Европу, построив при участии иностранных инвесторов нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан (функционирует с 2006 года) и газопровод Баку-Тбилиси-Эрзурум (с 2007 года). Казахстан, являясь преимущественно нефтяной державой, ориентировался на поставки нефти в Китай по трубопроводному маршруту и в Европу. Туркменистан стремится интенсивно развивать экспорт газа на китайском направлении с перспективой выхода на рынок Индии, а Иран лишь недавно начал процесс освобождения от длительных и тяжелых международных санкций, которые долгое время ограничивали почти до нуля экспорт нефти и газа из страны. Иран, однако, обладая большими запасами как нефти, так и газа, имеет непосредственный выход к мировому океану, что, фактически, делает его экспортные возможности неограниченными (как и у России). Помимо этого, уникальное географическое положение Ирана позволяет ему в перспективе взять на себя функции моста между производителями севера и рынками юга континента.

Таблица 2.

Добыча нефти и газа прикаспийскими государствами в 2015 году

Государство	Добыча нефти, тыс. баррелей в сутки	Доля в мировой добыче	Добыча газа, млрд. куб. м. в год	Доля в мировой добыче
Россия	10 980	12,4%	573,3	16,1%
Казахстан	1 669	1,8%	12,4	0,3%

¹²⁷ По данным EU Energy in Figures: 2016 Statistical Pocketbook.

¹²⁸ IEA, India Energy Outlook. 2015 edition.

Туркменистан	261	0,3%	72,4	2,0%
Иран	3 920	4,2%	192,5	5,4%
Азербайджан	841	1,0%	18,2	0,5%

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016

Добыча нефти и газа в государствах прикаспийского региона в целом имеет восходящий тренд на протяжении последних 15 лет, у всех государств Каспия имеются возможности для дальнейшего наращивания добычи в случае необходимости (рисунок 1, рисунок 2).

Рисунок 1. Динамика добычи нефти в прикаспийских государствах в 2000-2015 гг., тыс. барр. в сутки

Источник: построено авторами по данным BP Statistical Review of World Energy 2016

Как видно, наибольшие темпы роста добычи демонстрирует Россия, постепенный, но уверенный рост добычи характерен для Казахстана. Добыча нефти в Иране долгое время находилась на одном уровне, однако в 2012 году значительно снизилась в связи с ужесточением наложенных на страну санкций и к сегодняшнему дню постепенно восстанавливается. Азербайджан также значительно наращивал добычу в 2004-2010 годах в связи с запуском новых морских проектов на шельфе Каспия, к настоящему времени этот показатель стабилизировался.

Рисунок 2. Динамика добычи природного газа в прикаспийских государствах в 2000-2015 гг., млрд. куб. м в год

Источник: построено авторами по данным BP Statistical Review of World Energy 2016

Добыча газа также характеризуется тенденцией к росту практически во всех государствах региона. При этом наибольшие темпы роста демонстрирует Иран – за последние 15 лет добыча газа в Иране выросла более чем в три раза.

Необходимо обратить внимание, что прикаспийскими государствами формируется развитая транспортная сеть вокруг Каспийского моря: автомобильные и железные дороги, нефтяные и газопроводы. В 2014 году состоялось открытие новой железной дороги, ставшей известной под названием «восточный маршрут север-юг», которая позволяет увеличить транзитный грузовой и пассажиропоток, уменьшить расходы на перевозку, экономить время путешествия и вызвать экономический рост в регионах, по которым проходит дорога. Протяженность железнодорожного маршрута составляет почти 1000 км.¹²⁹ Она создала важный прямой транспортный канал, связывающий Россию и Казахстан с Туркменистаном и Ираном, и далее – странами Персидского залива и, в будущем, Индией.

Из Туркменистана через Узбекистан и Казахстан в Россию тянется крупная газовая магистраль «Средняя Азия – Центр», пропускная способность которой составляет 80 млрд. куб. м в год. По территориям Туркменистана и Казахстана по побережью Каспийского моря пройдет планируемый Прикаспийский газопровод мощностью до 40 млрд. куб. м в год. Из Туркменистана в Иран идут два газопровода. Первый – Довлетабад-Серахс-Хангеран, пропускной способностью до 20 млрд. куб. м. в год, второй – Эсенгулы-Горган, диаметром 40 дюймов и пропускной способностью 8-10 млрд. куб. м. в год. Иран обладает достаточно

¹²⁹ Казахстан вышел к Персидскому заливу / Страны региона объединила железная дорога. Независимая газета. 27.11.2014 [электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ng.ru/cis/2014-11-27/6_kazakhstan.html

развитой внутренней газотранспортной системой, по его территории вдоль побережья Каспийского моря также проходит магистральный газопровод (Горган-Рашт), выходящий на территорию Азербайджана (Рашт-Астара).¹³⁰ Азербайджан и Россия, в свою очередь также связаны магистральными газопроводами (Сиязань-Дербент, 48 дюймов), а Россия обладает мощнейшей инфраструктурой вдоль побережья Каспийского моря: это и развитая сеть магистральных газопроводов, и подземные хранилища газа, и месторождения на суше (Дагестан, Астраханская область) и шельфе. Таким образом, газотранспортная инфраструктура на прикаспийских территориях государств фактически замыкается вокруг Каспийского моря. С учетом происходящих политических и экономических изменений на евразийском континенте, перспектив развития рынков энергии и энергоносителей на континенте, **складываются условия и формируются предпосылки для формирования новой модели сотрудничества между государствами Каспия**, основанной на объединении усилий и принципе взаимной выгоды в газовой и, потенциально, нефтяной сфере.

Мировой опыт показывает, что одним из наиболее эффективных механизмов концентрации и распределения больших объемов природного газа или нефти является хаб. Газовый хаб – это точка объединения значительного числа разнонаправленных потоков природного газа и центр управления его дальнейшим распределением в макрорегиональном масштабе. Газовый хаб позволяет гибко управлять объемными потоками природного газа в высокотехнологичной и сложной газотранспортной системе, направляя необходимые объемы ресурса в те точки, где он наиболее востребован. Кроме того, механизм хаба тесно переплетен с механизмом рыночного ценообразования, что позволяет осуществлять спотовую торговлю природным газом в рамках такой площадки. В мире существует несколько крупных газовых хабов: Генри Хаб в США, Центрально-европейский, Баумгартен и другие в Евросоюзе. В Азии и на Ближнем Востоке пока еще не существует сопоставимых по масштабам газовых хабов. Мы предлагаем сформировать подобный хаб на прикаспийской территории в качестве принципиально новой модели сотрудничества прикаспийских государств в нефтегазовой сфере.

Из проведенного анализа видно, что прикаспийские государства объединены достаточно развитой сетью транспортных и энергетических коммуникаций. Формирование хаба позволит использовать все преимущества экономико-географического положения региона для поставок энергоносителей на три ключевых рынка: Китай, Европу и Индию. Каждое из прикаспийских государств обладает рядом уникальных преимуществ, которые взаимодополняют друг друга и компенсируют недостатки других, например, в вопросах наличия удобного экспортного канала. Создание хаба подразумевает использование и расширение имеющейся трубопроводной и транзитно-транспортной инфраструктуры всех пяти государств вокруг Каспийского моря в целях развития их топливно-энергетических комплексов. Подразумевается объединение прикаспийских государств кольцевым магистральным газопроводом (фактически, уже существующим и требующим только расширения), связанным с ЕГТС России, подземными хранилищами газа, заводами по производству СПГ (на океанском побережье Ирана, к примеру), газотранспортной системой, а также нефтепроводами и нефтехранилищами каждой страны-участника. По сути это будет означать формирование колоссального по своим масштабам нефтегазового конгломерата в центре Евразийского континента. В этом случае потенциальная суммарная емкость хаба окажется крайне велика и будет равна сумме запасов нефти и газа всех прикаспийских государств. Консолидация такого количества энергетических ресурсов в сочетании с объединенными возможностями логистических систем пяти государств позволит говорить о формировании еще одного мирового энергетического картеля, в рамках которого будет существовать возможность гибкого распределения потоков природного газа и отчасти нефти

¹³⁰ Energy Map of Russia & CEE [English] / Petroleum Economist, 2014.

между европейским, азиатским и мировым (в форме СПГ) рынками. У прикаспийских государств появится возможность оказывать консолидированное влияние на мировые энергетические рынки путем применения согласованного механизма квот на добычу и транспортировку углеводородов (по аналогии с ОПЕК, но в более гибкой форме), что позволит привлечь иностранные инвестиции, а также принесет массу других преимуществ. К примеру, появится возможность оперативного перераспределения экспортных потоков с европейского на азиатский рынок, управления объемами добычи и поставок, и так далее.

По нашему мнению, начать столь всеобъемлющий проект следует с создания единого консультативного органа прикаспийских государств. Реализация проекта каспийского хаба потребует разрешения многих противоречий между прикаспийскими государствами. В то время как экономическая целесообразность создания хаба достаточно понятна, политическая часть вопроса сохраняет высокий уровень неопределенности. Сложности могут возникнуть при обсуждении участия Азербайджана и Туркменистана, заинтересованных в индивидуальных поставках своих энергоносителей потребителям. Разрешение споров между государствами возможно путем создания соответствующих институтов, которые обладают достаточной эффективностью для преодоления противоречий ради успешного взаимовыгодного сотрудничества. Кроме того, столь важный шаг в развитии энергетического сотрудничества неминуемо подтолкнет страны Каспия к решению других актуальных проблем: разделу Каспийского моря и его юрисдикции, развитию инвестиционного и торгово-экономического, технико-технологического сотрудничества.

Полагаем, что Россия должна взять на себя роль инициатора и лидера этого процесса. В настоящее время не существует какого-либо постоянно действующего международного органа прикаспийских государств. Саммиты лидеров стран Каспия хотя и являются эффективным инструментом развития диалога, проводятся достаточно нерегулярно. По этой причине необходим запуск нового формата пятистороннего диалога России, Казахстана, Туркменистана, Ирана и Азербайджана. Таким форматом могут стать специализированные Координационные центры – международные экспертно-совещательные органы, которые смогут формировать рекомендации по развитию сотрудничества прикаспийских государств в различных областях.

На первом этапе предлагаем разместить на территории России Координационный центр по формированию каспийского энергетического хаба. Для начала на базе этого центра необходимо организовать работу международных экспертных групп, в состав которых будут входить представители органов власти, национальных нефтяных и газовых компаний, деловых кругов, органов надзора и контроля за состоянием окружающей среды, органов государственной безопасности и других специализированных структур всех государств прикаспийского региона.

По результатам проведенного нами предварительного анализа, с точки зрения транспортной, трубопроводной, производственной инфраструктуры, наиболее подходящим местом для концентрации основных объектов прикаспийского хаба и создания первого Координационного центра является Республика Дагестан Российской Федерации.

Рисунок 3. Географическое положение Республики Дагестан

Источник: Google Maps

Она обладает крайне выгодным для целей создания хаба географическим расположением. Дагестан располагается на побережье Каспийского моря, имеет протяженную береговую линию и таким образом располагает выходами к международным морским путям, имеет важное транспортное значение. Территория Дагестана является перекрестком, в котором пересекаются транспортные маршруты (железнодорожное сообщение, воздушное сообщение, морское сообщение, автомобильные трассы) национального и международного значения, трубопроводные маршруты. В Дагестане также пересекаются торгово-экономические пути России со странами Центральной Азии, Закавказскими республиками, Исламской республикой Иран и Турецкой республикой. Республика Дагестан является достаточно экономически развитым регионом. Транспортный комплекс является важной составляющей производственной инфраструктуры региона. Наиболее существенную долю в валовом региональном продукте Дагестана занимают машиностроение и производство строительных материалов, регион обладает избытком трудовых ресурсов, благоприятным инвестиционным климатом, месторождениями нефти и газа.

Первоочередной задачей Координационного центра на территории Республики Дагестан может стать подготовка материалов к предстоящему саммиту каспийских

государств, который, как ожидается, может состояться в 2017 году.¹³¹ Предложения могут быть представлены в результате проведения предварительных исследований и научно-аналитической работы на тему создания каспийского хаба, содержать материалы для проведения переговоров, что обеспечит запуск процесса диалога прикаспийских государств по этому вопросу. В дальнейшем Консультационный центр может быть преобразован в международный постоянно действующий регулирующий орган, который будет отвечать за функционирование газового хаба, его развитие, формирование и координацию общей энергетической политики государств. Кроме того, если опыт создания и функционирования Координационного центра окажется успешным, целесообразно сформировать подобные центры и для других перспективных направлений сотрудничества: торгово-экономического, научно-технического, а также различных сфер экономики, таких как машиностроение, сельское хозяйство, и т.д.

Список использованной литературы

6. BP Statistical Review of World Energy 2016
7. BP World Energy Outlook 2016
8. Energy Map of Russia & CEE [English] / Petroleum Economist, 2014.
9. EU Energy in Figures: 2016 Statistical Pocketbook
10. IEA, China Energy Outlook. 2015 edition.
11. IEA, India Energy Outlook. 2015 edition.
12. IEA, Natural Gas Information, 2016 edition.
13. Казахстан вышел к Персидскому заливу / Страны региона объединила железная дорога. Независимая газета. 27.11.2014 [электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ng.ru/cis/2014-11-27/6_kazakhstan.html
14. Каспийский саммит перенесен на 2017 год / Взгляд. 13.07.2016 2014 [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://vz.ru/news/2016/7/13/821275.html>
15. Сеферов А.К., Иллерицкий Н.И. Энергетическое сотрудничество прикаспийских государств: проблемы и перспективы. // Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. Под ред. С.В. Жукова – М.: ИМЭМО РАН, 2016
16. Сеферов А.К., Иллерицкий Н.И., Тыртышова Д.О. Особенности и перспективы взаимодействия государств Евразийского экономического союза со странами Каспийского региона в области энергетики. // Инновации и инвестиции, №3, 2016, С. 51.
17. Сеферов А.К., Сапаров С., Иллерицкий Н.И. Экономико-правовые проблемы развития энергетического потенциала прикаспийских государств в контексте деятельности ЕАЭС // Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы. Под ред. С.В. Жукова – М.: ИМЭМО РАН, 2016, С. 87.
18. Телегина Е. А., Студеникина Л. А., Сорокин В. П., Громов А. И., Еремин С. В., Мировая энергетика в структуре мировой экономики, Монография, М., Изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015
19. Телегина Е.А., Углеводородная экономика. Монография, тома 1-2, Издание второе, исправленное и дополненное, М., Издательство РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015

¹³¹ Каспийский саммит перенесен на 2017 год / Взгляд. 13.07.2016 2014 [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://vz.ru/news/2016/7/13/821275.html>

Студеникина Л.А., Шорохова Е.О.
**Сотрудничество государств Евразийского союза в области атомной
энергетики**

В условиях глобализации мировой экономики и с учетом прогнозируемого роста населения Земли¹³² особое значение придается стабильному и надежному снабжению энергоресурсами национальных экономик. Энергетика и топливно-энергетический комплекс в целом сегодня стали основой благосостояния и национальной, социально-экономической и энергетической безопасности многих стран. Однако геополитические риски, зачастую непредсказуемые, и необходимость учета влияния экологического фактора заставляют государства пересматривать свою экономическую и энергетическую политику и изменять структуру национального энергобаланса. Несмотря на невысокие темпы роста мировой экономики в настоящее время, по прогнозу Международного Энергетического Агентства, в перспективе мировое потребление энергии к 2040 году вырастет на одну треть за счет стран, не входящих в ОЭСР, особенно в развивающихся странах Азии и Африки.

В целом, несмотря на декларируемую декарбонизацию глобальной экономики, в мировом энергобалансе в период до 2040 года нефть, газ и уголь составят около двух третей от прогнозируемого объема потребления, а доля атомной энергетики возрастет с 11% в 2014 году до 18% в 2040 году [1]. В целом, спрос на электроэнергию будет расти на 2% ежегодно (рис.1).

Атомная энергетика обеспечивает более 11 % электроэнергии в мире, без выбросов углекислого газа. Кроме того, что атомная энергия дешевле, чем энергия из полезных ископаемых, АЭС могут оперативно реагировать на изменение потребления электроэнергии и не зависят напрямую от поставок топлива [2].

Рисунок 1. Прогноз развития мировой электрогенерации, в процентах, 2014 и 2040

Источник: [3].

Несмотря на негативные последствия аварии на АЭС в Фукусиме в 2011 году и закрытие атомных станций в отдельных странах, мировая атомная промышленность будет достаточно динамично развиваться, особенно в тех регионах (например, в Азии), где для

¹³² По оценкам ООН, к 2050 году мировое население вырастет до 9,7 млрд. человек

обеспечения экономического роста необходимы большие объемы сравнительно недорогой электроэнергии.

Ядерные технологии обладают рядом особенностей по сравнению с другими энергоносителями и технологиями, например, очень высокой теплотворной способностью («1 кг урана-235 способен заменить 2900 т угля» [4]), отходы атомной энергетики имеют достаточно малые объемы, которые могут быть помещены в надежные хранилища, более того, для реакторов нового поколения отходы могут служить топливом. Необходимо отметить также и такие преимущества отрасли, как значительные запасы урана в мире в условиях сокращения запасов традиционных углеводородов на планете, стабильность производства и экологичность технологического процесса, которые определяют обоснованные перспективы дальнейшего роста этой отрасли.

Спрос на уран, являющимся топливом для работы атомных станций, в современной экономике формируется, в общем и целом за счет атомной энергетики в ее гражданском проявлении. Около 50% разведанных запасов урана (на 2013 года по данным WNA) приходилось на Австралию (29%), Казахстан (12%) и Россию (9%), следует обратить внимание на тот факт, что последние являются странами-участницами Евразийского экономического Союза (ЕАЭС). При этом Казахстан остается мировым лидером по добыче урана (40% от общего объема мирового производства) - в 2015 г. – 23,8 млн. т, 2014 г. – 23,1 млн. т.

Таблица 1.

Мировые запасы и добыча урана, 2015 г.

№№	Страна	Добыча урана в 2015 г. (т)	Запасы урана (% от мировых запасов)
1.	Австралия	5654	29
2.	Казахстан	23800	12
3.	Россия	3055	10
4.	Канада	13325	9
5.	Нигер	4116	7
6.	ЮАР	393	6
7.	Бразилия	231	6
8.	Намибия	2993	6
9.	Китай	1500	5
10.	США	1256	5

Источник: [5]

Обеспеченность таким перспективным энергоресурсом, несомненно, является важным фактором при формировании энергетической политики как отдельных стран, так и интеграционных объединений, в том числе и ЕАЭС.

Договор о Евразийском экономическом союзе был заключен 29 мая 2014 года и вступил в силу 1 января 2015 года, участники союза достигли соглашения в вопросах функционирования национальных экономик, обеспечения их взаимодействия, а также в реализации необходимых мер для экономической стабильности. Основной целью союза является повышение уровня благосостояния государств на основе роста производительности, модернизации экономик, а также сокращения технологического отставания. Решением Высшего Евразийского экономического совета в составе России,

Республики Беларусь и Казахстана предполагается ведение общей энергетической, промышленной, транспортной и сельскохозяйственной политики.

Одной из важнейших целей образования ЕАЭС в части энергетики является создание общего электроэнергетического рынка (ОЭР) на основе параллельно работающих электроэнергетических систем. Формирование ОЭР позволит создать благоприятный инвестиционный климат, а также обеспечить баланс экономических интересов субъектов рынка. Небольшая разница часовых поясов государств-участников позволит обеспечивать пиковые часы потребления при привлечении мощностей стран союза.

В рамках создания единого рынка электроэнергии на пространстве Евразийского союза необходимо расширять сотрудничество в области атомной энергетике, которая является на данном этапе наиболее конкурентоспособной и экологически приемлемой, позволяющей обеспечить страны электроэнергией на стабильной основе и на долгие годы вперед.

Поскольку атомная энергетика и промышленность является одной из ведущих отраслей России, базой энергетической и экономической стабильности в Армении, а в перспективе Белоруссии и Казахстана, то недостаточно сотрудничества только на уровне государственных и национальных корпораций, компаний и операторов. Необходимо создавать инфраструктуру развития атомной энергетике в рамках ЕАЭС.

В странах ЕАЭС лидером в атомной энергетике является Россия. Сегодня структура атомной отрасли России объединяет ядерный, энергетический и оружейный комплексы, прикладную и фундаментальную науку, радиационную безопасность, атомный ледокольный флот, ядерную медицину, добычу и обогащение урана, а также производство топлива, строительство и обслуживание АЭС, ядерное машиностроение. Работы в области атомной энергетике ведет государственная корпорация по атомной энергии «Росатом». В настоящее время госкорпорация «Росатом» является единственной в мире компанией, способной полностью обеспечить каждый этап жизненного цикла АЭС, осуществляет комплексный подход в области АЭС с самого начала до вывода из эксплуатации.

В Казахстане после получения независимости из всей атомной отрасли осталась добыча урана, производство топливных таблеток (не только российского, но и западного дизайна), промышленный энергоблок на быстрых нейтронах, оснащенный атомной опреснительной установкой, а также Национальный ядерный центр. НАК «Казатомпром» получила новый импульс развития в 21 веке.

Для динамичной экономики Белоруссии, не имеющей своих топливно-энергетических источников, атомная энергетика имеет очень важное значение. В Беларуси строительством АЭС занимается Россия с проектом АЭС-2006, заложив базу для совместного сотрудничества двух стран.

В Армении в эксплуатации находится 1 энергоблок Армянской АЭС вблизи города Мецамор. По данным на 2015 год, ААЭС занимает в общем энергобалансе страны 30,7%. Так как срок эксплуатации второго и пока единственного энергоблока Мецаморской АЭС заканчивается в 2016 году, Россия и Армения в конце 2014 году подписали межправительственное соглашение о сотрудничестве в продлении срока эксплуатации энергоблока №2 Армянской АЭС.

Сотрудничество в атомной энергетике в рамках ЕАЭС имеет солидную договорную базу, включающую ряд двухсторонних соглашений и программ:

- 1) Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о сотрудничестве в области мирного использования атомной энергии от 23 сентября 1993 г.,

- 2) Комплексная программа российско-казахстанского сотрудничества в области использования атомной энергии в мирных целях» от 29 мая 2014 г.,

3) Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в сооружении атомной электростанции на территории Республики Казахстан между ГК «Росатом» и АО НАК «Казатомпром» от 29 мая 2014 г.

4) Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в области использования атомной энергии в мирных целях от 28 мая 2009 года;

5) Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в строительстве на территории Республики Беларусь атомной электростанции от 15 марта 2011 года;

6) Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о предоставлении Правительству Республики Беларусь государственного экспортного кредита для строительства атомной электростанции на территории Республики Беларусь от 25 ноября 2011 г.;

7) Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в сфере ядерной безопасности от 1 февраля 2013 года.

8) Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о сотрудничестве в области мирного использования атомной энергии от 25.09.2000 г.

9) Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о сотрудничестве в сфере ядерной безопасности от 02.12.2013

10) Межправительственное соглашение о сотрудничестве в продлении срока эксплуатации энергоблока №2 Армянской АЭС 20.12.2014.

Таким образом, страны, основавшие ЕАЭС, обладают широкими возможностями для развития сотрудничества в атомной энергетике, и в рамках союза именно атомная энергетика может стать драйвером сотрудничества в области электроэнергетики, позволяющим обеспечить страны-участницы электроэнергией на стабильной и долгосрочной основе. Следует отметить, что именно развитие атомного направления в Европейском Союзе стало одним из столпов создания единой энергетической политики. Анализируя аналогичный зарубежный опыт формирования интеграционного объединения на примере Европейского Союза, нужно использовать опыт создания и функционирования Евратома.

Прежде всего актуальным становится вопрос создания институционального органа, призванного регулировать энергетическое сотрудничество, в том числе и в области атомной энергетике, в рамках Евразийского экономического союза, с учетом таких важнейших задач, как: развитие науки в атомной отрасли, охрана окружающей среды и здоровья населения и развитие атомной энергетике и атомной промышленности.

Для масштабного развития атомной отрасли в странах ЕАЭС существует все необходимые предпосылки:

1. Солидная фундаментальная и прикладная научная база.

Россия: Радиевый институт им. В.Г. Хлопина; АО «Наука и инновации», объединяющий 13 научных организаций, таких как АО «ГНЦ РФ – ФЭИ им. А.И. Лейпунского», ФГУП «НИИ НПО «Луч», ФГУП «НИИП», АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова» и т.д.; ВНИИ экспериментальной физики в г. Сарове; ВНИИ технической физики в г. Снежинске; ОКБ «Гидропресс»; ОКБМ имени И.И. Африкантова; Всероссийский НИИ химической технологии; ВНИИ неорганических материалов имени А.А. Бочвара; Российский научный центр «Курчатовский институт» и т.д.

Казахстан: РГП Национальный ядерный центр РК (РГП НЯЦ РК).

Беларусь: Государственное научное учреждение «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований — Сосны» Национальной академии наук Беларуси.

Армения: Национальная научная лаборатория имени А. Алиханяна (ННЛА).

2. Значительные запасы урана, а также развитая уранодобывающая и ураноперерабатывающая промышленность.

Россия: урановый холдинг «АРМЗ» («Приаргунское производственное горно-химическое объединение», АО «Хиагда», АО «Далур»), топливная компания «ТВЭЛ».

Казахстан: НАК «Казатомпром».

3. Опыт в проектировании, строительстве, эксплуатации и вывода из эксплуатации атомных электростанций.

4. Наличие высококвалифицированного персонала в атомной отрасли.

5. Сформированная система ядерной и радиационной безопасности.

6. Наличие опыта ликвидации и рекультивации объектов геологоразведочной, уранодобывающей и ураноперерабатывающей деятельности.

7. Наличие системы мониторинга сейсмических событий.

При Евразийской экономической комиссии уже сформирован отдел электроэнергетической и атомной политики в рамках департамента энергетики, однако его деятельность необходимо расширить и создать организацию (межгосударственную корпорацию) по развитию атомной энергетики. По аналогии с Европейским Союзом, эту организацию можно назвать ЕАЭСатом, а в рамках первого этапа развития сотрудничества в атомной энергетике создать в ней следующие базовые советы:

- *Совет по взаимодействию в научных исследованиях и программах развития*, который может служить основой для развития и внедрения ядерных технологий в различные сферы, такие как медицина (особенно перспективная ядерная медицина), сельское хозяйство, промышленность. Целесообразно создать институт, который будет исследовать состояние и возможности природных ресурсов стран, производственных мощностей, квалификацию кадров и т.д. Таким образом, можно будет в перспективе создавать центры по развитию или филиалы в странах ЕАЭС того вида деятельности, который там наиболее эффективен и конкурентоспособен.

- *Совет по обращению с радиоактивными отходами (РАО) и отработанным ядерным топливом (ОЯТ)*, одной из наиболее сложных и актуальных экологических проблем, которая тормозит развитие атомной энергетики. Важнейшим направлением деятельности Совета должно стать создание единой на территории ЕАЭС законодательной базы «об обращении с радиоактивными отходами».

- *Совет по безопасности использования атомной энергии*. Эта проблема является одной из самых болезненных в атомной энергетике, поэтому ее решение поможет многим странам изменить отношение к мирному атому при формировании национальных энергобалансов. Базой сотрудничества может стать проведение совместных стресс-тестов, а также формирование критериев допустимых доз радиации, осуществление медицинского контроля, а также информирование населения. В рамках совета по безопасному использованию атомной энергии предлагается создать центр по учету дозовых нагрузок на персонал и население на предприятиях атомной промышленности, а также в соответствующих регионах.

- *Совет по инвестиционному сотрудничеству*. Необходимо формирование инвестиционных условий для развития научно-технического прогресса, внедрения инноваций, а также создания информационной базы.

В рамках первого этапа необходимо развивать и создавать совместные предприятия, тем более что для такого рода сотрудничества уже есть база: совместные предприятия России и Казахстана – совместные предприятия «Атомные станции», «Акбастау», «Центр по обогащению урана», России и Армении – СП «Мецаморэнергоатом».

Вышеперечисленные предложения формируют первую ступень интеграции в атомной энергетике на пространстве ЕАЭС в рамках ЕАЭСатом, создающую фундамент для дальнейшего развития и перехода на вторую ступень.

Вторая ступень интеграции в области атомной энергетики, более сложная и глубокая, – это создание государственных и региональных центров развития в таких направлениях, как ядерная медицина, контроль за радиацией и мониторингу окружающей среды, изучение месторождений урана, рекультивация территорий.

Особенно перспективным является *формирование региональных центров по развитию*. Так, например, в Армении идея строительства центра ядерной медицины (Центр производства радиоизотопов) появилась более 7 лет назад и предполагала широкое международное сотрудничество. В 2013 году был подписан договор между правительством Республики Армения и компанией «Глобал медикал солюшнс» об управлении центром. В 2014 году его главным научным консультантом назначили академика Ю.Ц.Оганесяна, научного руководителя Лаборатории ядерных реакций имени Г.Н. Флерова Объединенного института ядерных исследований (ОИЯИ). Центр производства радиоизотопов строится при содействии правительства Бельгии. «Центр будет состоять из трех высокотехнологичных отделений: лаборатории, оборудованной циклотроном для синтеза радиоизотопов; диагностического центра позитронно-эмиссионной томографии, позволяющей обнаруживать опухоль в организме на ранней стадии развития; клиникой, где будет осуществляться лечение радиоизотопами» [6].

Важно отметить, что развитие ядерной медицины успешно проходит в Беларуси. Там функционируют 2 отделения и 22 лаборатории, ежегодно проводятся около 50 тысяч радионуклидных исследований. В перспективе в Беларуси планируется создание собственного производства радиофармпрепаратов, а также переоснащение техники и увеличение эффективности ее использования. В рамках сотрудничества с Россией предполагается проведение испытаний радиофармпрепаратов.

Таким образом, региональные центры развития и взаимодействия в ядерной медицине уже появляются и их создание очень перспективно, учитывая, во-первых, важность развития ядерной медицины, а во-вторых, возможности интеграции в атомной энергетике на пространстве стран-участниц ЕАЭС. Базой для них может служить Центр производства радиоизотопов в Армении и НИЦ Курчатовский институт и ОИЯИ в России. В дальнейшем, по мере развития научных исследований, разработок и их практического применения, предлагается расширить центры и создать их в каждой стране-участнице ЕАЭС.

Еще одним направлением может стать *сотрудничество в области машиностроения*. Например, машиностроительный комплекс Беларуси имеет значительный потенциал (Минский электротехнический завод, Беларускабель, Белэнерго, Госкомвоенпром, НАН Беларуси, РУП «Белнипиэнергопром», «Республиканский центр по гидрометеорологии, контролю радиоактивного загрязнения и мониторингу окружающей среды», РУП «БелТЭИ», ГНУ «ОИЭЯИ — Сосны», ООО «ПОЛИМАСТЕР») и может эффективно работать и в сфере атомного машиностроения. Так, белорусская компания «Полимастер» занимается разработкой и производством оборудования радиационного контроля высокого уровня, в том числе различные виды дозиметров, радиометры и т.д., и осуществляет поставки в 75 стран мира.

Кроме того, в Беларуси достигнуты значительные успехи в области контроля за радиационным фоном и экологического мониторинга. Исторически Беларусь подверглась радиоактивному загрязнению в результате катастрофы на Чернобыльской АЭС – пострадала

почти четверть территории Беларуси (23 %) (преимущественно в Гомельской, Могилевской и Брестской областях). Поэтому вначале идея строительства атомной станции на белорусской земле получила неоднозначную оценку населения, хотя с 2005 года до настоящего времени положительное отношение растет и достигло почти 60%. Поэтому, понимая важность строительства АЭС для национальной экономики, белорусское государство тщательно контролирует безопасность радиационного фона и воздействия на окружающую среду и население. В стране накоплен богатый опыт в обеспечении безопасности населения, в том числе и в санитарных мероприятиях в рамках рекультивации загрязненных территорий. В частности, этими вопросами занимается «Республиканский центр по гидрометеорологии, контролю радиоактивного загрязнения и мониторингу окружающей среды», который проводит радиационно-экологический мониторинг населенных пунктов, воздуха, зданий, сточной воды и т.д.; ГНУ «ОИЭЯИ — Сосны» занимается этими же вопросами, но только с позиции научных исследований. В институте созданы и успешно работают больше 15 лет подразделения радиационно-химических исследований окружающей среды, реабилитации техногенно загрязненных территорий, моделирования процессов переноса загрязнений в объектах окружающей среды. В рамках развития интеграции в атомной энергетике, предлагается создать региональные центры по контролю за радиацией и мониторингу окружающей среды в России на базе ФГУП «Радон», «Радиевого института имени В.Г. Хлопина», в Белоруссии на базе ГНУ «ОИЭЯИ — Сосны» совместно с «Республиканский центр по гидрометеорологии, контролю радиоактивного загрязнения и мониторингу окружающей среды» и «Полимастером».

В Казахстане предлагается создать *региональный центр по изучению месторождений урана*. На базе этого центра специалисты атомной отрасли стран-ЕАЭС смогут участвовать в добыче урана. В перспективе в рамках этого центра специалисты могут заняться рассмотрением и поиском месторождений на пространстве стран-участниц.

В ноябре 2012 года Правительства России и Киргизии подписали «Соглашение о сотрудничестве в области использования атомной энергии в мирных целях». Кроме того, в том же 2012 году на заседании ЕврАзЭС в рамках развития сотрудничества в атомной энергии была подписана целевая программа «Рекультивация территорий государств-членов ЕврАзЭС, подвергшихся воздействию уранодобывающих производств» [7], рассчитанная до 2018 года. Одной из ее основных задач значилась *реабилитация урановых хвостохранилищ* в первую очередь на территории Киргизии, а *также отработка технологий и методик*. Хвостохранилища представляют опасность возможным загрязнением рек и бассейнов (Сырдарья, Нарын) и оросительных сетей. Киргизия не имела своего опыта в рекультивации территорий, однако свои проекты в стране осуществляли еще до реализации вышеуказанной программы МАГАТЭ (по мониторингу окружающей среды), Всемирный банк (по предупреждению чрезвычайных ситуаций в г. Майлуу-Суу), а также Международный научно-технический центр (Демонстрация уранового хвостохранилища в п.Каджисай). Можно с уверенностью утверждать, что благодаря участию Киргизии в программе, она сможет сформировать базу для обеспечения безопасности как земельных территорий, так и населения, а также получит возможность отработать на практике рекультивацию объектов Каджи-Сай, Мин-Куш.

Предлагается создать *центр по рекультивации территорий* в Киргизии, а также в России на базе ФЦЯРБ (Федеральный центр ядерной и радиационной безопасности), а также осуществить пилотный проект по рекультивации территорий, направленного на объединение усилий и создание общих систем обеспечения радиационной безопасности стран ЕАЭС и призванного снизить уровень излучения на территориях, а также повысить инвестиционную привлекательность.

Таким образом, атомная энергетика может действительно стать фундаментом для создания общего энергетического рынка в рамках ЕАЭС, способствовать формированию

единого интеграционного объединения на евразийском пространстве, используя передовой опыт, инновационные технологии и производственные преимущества стран-участниц.

Список использованной литературы:

- 1 www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlook2016ExecutiveSummaryEnglish.pdf
- 2 Телегина Е. А., Студеникина Л. А., Сорокин В. П., Громов А. И., Еремин С. В.; Мировая энергетика в структуре мировой экономики. Учебное пособие / Под редакцией члена-корреспондента РАН Е. А. Телегиной. — М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. — 223 с.
- 3 www.iea.org/newsroom/speeches/160628WNEDrBirol.pdf
- 4 www.ngpedia.ru/id518376p1.html
- 5 www.world-nuclear.org
- 6 ОИЯИ: Армения в ноябре начнет производить изотопы для медицины // [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://ria.ru/atomtec/20140711/1015513797.html>
- 7 Межгосударственная программа «Рекультивация территорий государств – членов ЕвразЭС, подвергшихся воздействию уранодобывающих производств» // [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rosatom.ru/upload/iblock/941/9414e904527db51466d0503901a811ee.pdf>
- 8 Современная экономическая интеграция и формирование единого энергетического пространства: Монография в 2-х частях. Часть 1. Экономическая и энергетическая интеграция: опыт Европейского Союза/ Под. ред. члена-корреспондента РАН Е.А.Телегиной.-М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016.-219 стр.
- 9 Шорохова Е.О., Полаева Г.Б. «Интеграция в сфере атомной энергетики как фактор образования общего энергетического рынка ЕАЭС» / Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы. Под ред. С.В. Жукова. М.: ИМЭМО РАН, 2016.
- 10 Шорохова Е.О. «Сотрудничество ЕАЭС в атомной энергетике» / Мировые рынки нефти и природного газа: проблемы конкуренции и кооперации. Под ред. С.В. Жукова. М.: ИМЭМО РАН, 2015.

Халова Г.О., Йорданов С., Полаева Г.Б.

Тенденции развития мировой возобновляемой энергетики

Наблюдаемое сегодня интенсивное распространение альтернативных источников энергии в мире является результатом сложных политических, социальных, экономических и природных процессов, которые развиваются на протяжении последних 40-50 лет. Эти процессы связаны с различным уровнем и динамикой экономического развития государств, ростом потребления энергии, неравномерным распределением природных ресурсов, ростом численности населения планеты и климатическими изменениями.

Развитие энергетики является основой для развития экономики современного мира. Самый большой экономический подъем в истории человечества стал возможен благодаря доступу к дешевым энергоресурсам и сырью. При индустриальном развитии страны потребление энергии прямо пропорционально ее экономическому развитию. Процесс индустриализации Западной Европы, Соединенных штатов и Советского Союза протекал в условиях быстрого освоения новых запасов энергоносителей, и сегодня развитие энергетики остается наиболее важным условием для развития национальных экономик современного мира. При этом динамика процессов индустриализации и модернизации в различных государствах существенно отличается. Распределение запасов ископаемого топлива между государствами является очень неравномерным. На одном полюсе находятся Россия и Соединенные штаты вместе с еще 30 государствами, которые контролируют 95% всех видов ископаемого топлива на планете, а на другом полюсе находятся индустриально развитые страны, большая часть стран ЕС, Япония и Республика Корея, которые не имеют значительных собственных запасов углеводородов.

В последние 20-30 лет все более активно развивается процесс трансформации мировых энергетических рынков, в результате которого доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) увеличивается, а доля ископаемого топлива начинает снижаться. В отличие от традиционной энергетики, развивавшейся в естественных условиях рынка на протяжении почти 150 лет, так называемая «зеленая энергетика» развивается в основном благодаря мощной налоговой и экологической поддержке государств. Так, например, в США, ЕС и Китае применяются следующие основные виды поддержки:

- целевые государственные субсидии и налоговые льготы, налоговые кредиты, целевые государственные инвестиции;
- введение требований по достижению определенных целевых показателей по повышению доли ВИЭ в общем производстве электроэнергии, в основном на солнечных и ветровых установках, а также фиксированных ежегодных целевых индикаторов роста мощностей ВИЭ;
- введение жесткого экологического законодательства с запрещающими режимами, конечной целью которого является как уменьшение выбросов углекислого газа и других загрязнителей, так и постепенное устранение зависимости от ископаемого топлива.

В 2014 г. доля мирового производства энергии из ВИЭ составила 13,8% от общего производства первичной энергии, что эквивалентно 1 894 млн. т н.э. Это на 2,6% больше, чем в 2013 г., а за период с 1990 по 2014 г этот рост составил 58,6%. Твердое биотопливо является наиболее применимым источником возобновляемой энергии с долей составляющей 66,2% от первичного энергопотребления возобновляемых источников (см. Рис. 1), что находит свое объяснение в связи с широким потреблением древесины в качестве топлива в быту в развивающихся странах. На долю гидроэнергии приходится 2,4% от потребления первичной энергии в мире в 2014 г. и 17,7% от потребления возобновляемых источников

энергии в мире. Доля геотермальной, жидкого биотоплива, биогаза, солнечной, ветровой и энергии океанов составляет 15% от потребления ВИЭ. С 1990 г. рост потребления ВИЭ увеличиваются со среднегодовым темпом 2,2%, что выше годового роста мирового общего энергопотребления на 1,9%. Доли ВИЭ в общем первичном энергопотреблении в различных странах и регионах мира таковы: в ЕС, США и Канаде – 9,4%, в странах Африки – 49,6%, в Латинской Америке – 28,8%, 25,3% – в Азии и 11,2% – в Китае (см. Рис. 2). Следует отметить, что 65,7% потребления энергии от солнца, ветра, переработки возобновляемых бытовых отходов, биогаза и биотоплива в 2014 г. пришлось на страны ЕС, США и Канаду.

Рисунок 1 Общее первичное потребление энергии по виду источника в 2014г., %
 Источник: Key Renewables Trends Excerpt from : Renewables information, IAE, p.3

Рисунок 2. Общее первичное потребление энергии в мире 2000-2014 г. млн. т.н.э
 Источник: IEA Headline Global Energy Data, (2016 edition)

В 2014 г. мировое потребление энергии из ВИЭ распределяется следующим образом: 32,5% используется для производства электроэнергии и тепла энергии, 48,5% используется в частном и общественном секторе (см. рисунок 3).

Рисунок 3. Мировое потребление ВИЭ по секторам в 2014г., %

Источник: Key Renewables Trends Excerpt from : Renewables information, IAE, p.4

По состоянию на 2015 год 164 из 194 государств мира официально декларировали участие в развитии технологий возобновляемой энергетики. В 2006 г. таких государств было только 60. В ряде государств на практике все производство энергии приходится на возобновляемые источники, например, в Лесото 100% электричества генерируется единственной ГЭС, в Непале 99,4% всей энергии также производится ГЭС, в Исландии 99,9% энергии производят гидроэлектрические и геотермальные станции. По этой причине самое большое количество стран со значительной долей ВИЭ находится в Африке и Южной Америке. С другой стороны, государства в которых электроэнергия от ВИЭ не генерируется вовсе, являются, как правило, слаборазвитыми небольшими островными государствами. ВИЭ слабо развиты на Ближнем Востоке, во многих государствах (Кувейт, Оман, Катар, Саудовская Аравия, ОАЭ) доля возобновляемых источников близка к нулю. Ветряные и солнечные электростанции занимают наиболее значительную долю в энергобалансе ЕС и США, гидроэнергетика имеет наибольший удельный вес в развивающихся государствах Африки и Южной Америки.

В ЕС между энергетикой стран-членов существуют значительные различия. В некоторых государствах на возобновляемые источники приходится от трети до половины всего потребления энергии. Таковыми являются, например, Швеция (52%), Финляндия (38%) и Латвия (38%). В других странах энергия ВИЭ составляет совсем незначительную часть, например, в Люксембурге (4,5%), Мальте (4,7%) и Голландии (5,5%).

По состоянию на 2015 г. основными странами, где расположены наиболее обширные мощности для генерации энергии из возобновляемых источников, являются ЕС-28, США и Китай. На них приходится около 72% мирового производства солнечной энергии, 84% ветровой генерации, 46% мощностей ГЭС, 64% генераторов на биомассе, 42% мировых геотермальных мощностей и 54% приливных электростанций. Таким образом, всего три страны контролируют более 65% мировых мощностей ВИЭ. За последние 15 лет наибольшее развитие получили ветряная и солнечная генерация: на их долю приходится 80% мирового производства энергии из возобновляемых источников (Рисунок 4).

Рисунок 4. Установленная мощность возобновляемых источников энергии в ЕС, США и Китае в 2015г., ГВт.

Источник: REN 21, www.eia.gov, Office of Energy Projects Energy Infrastructure Update For December 2015

Рост мощностей и инвестиций в ВИЭ технологии в США, Китае и ЕС за период 2000-2015г. обосновывается тем, что эти страны являются наиболее крупными потребителями энергии в мире, но не располагают достаточными собственными энергоресурсами, чтобы покрыть это потребление. Они одновременно являются самым большими производителями и потребителями технологий ВИЭ и образуют капиталоемкий высокотехнологический олигопольный рынок, ресурсно обеспеченный на 90% одним поставщиком – Китаем, стимулируя мировой спрос через экологический протекционизм и массированный «зеленый» маркетинг, компенсируя высокую стоимость ВИЭ технологий на своем внутреннем энергетическом рынке через экспорт этих технологий на мировой рынок, и получая, таким образом, конкурентные преимущества. В последние годы в ЕС наблюдается замедление темпов введения в эксплуатацию мощностей ВИЭ с целью уменьшить расходы на производство электроэнергии в союзе. Основными причинами этого является замедленный экономический рост в Европе, который сдерживает и рост потребления энергии. В ряде стратегических документов ЕС, принятых в последние годы, говорится, что Европейский союз ставит перед собой задачу стать мировым лидером по производству энергии из возобновляемых источников. Однако в 2013 году Китай обогнал ЕС по темпам введения мощностей ВИЭ, а разница между Китаем и странами БРИКС по действующим мощностям ВИЭ в 2015 году составляет почти два раза.

Согласно оценкам МЭА общие инвестиции в энергетический сектор достигают 1,8 триллиона долларов США в 2015 г., что на 0,2 триллиона долларов США меньше, чем в 2014 г. Инвестиции в ВИЭ (313 млрд долларов США) составляют около одной пятой от общих инвестиций в энергетику в 2015 году, что делает сектор ВИЭ самым большим объектом инвестирования в энергетике.

Динамика инвестиций в ВИЭ отличается изменчивостью. Рынок ВИЭ представляет собой исключительно сложную смесь экономических и политических интересов, где механизмы рыночной экономики сильно искажаются большим количеством политических вмешательств и государственного субсидирования. В трех лидирующих по уровню развития ВИЭ регионах мира наблюдаются различия в тенденциях и темпах инвестиций в

возобновляемую энергетику. В 2004-2014 годах все три государства вместе взятые инвестировали в развитие возобновляемой энергетики 1717,6 млрд. долларов США, или 75% от общемировых инвестиций в отрасль. ЕС инвестировал 832, 4 млрд. долларов США, Китай - 505,2 млрд., США - 380, 2 млрд. Следует отметить, что в обозначенном периоде инвестиции ЕС достигают пика в 2011 году и начинают снижаться, причем снижение составляет 60% за 4 года. В тот же период Китай увеличивает свои инвестиции на 60%: с 40 млрд. долларов в 2011г. до 103 млрд. в 2015г.

В большинстве стран ЕС происходит процесс переосмысления политики в области климата. Кроме того, продолжается процесс оттока инвестиций, занятости, технологий, научных и инновационных проектов за границы Европы – в основном, в сторону США, где расходы на энергию в несколько раз ниже, чем в ЕС. Китай является самым большим мировым инвестором в чистую энергию, вложившим в 2015 г. 103 млрд. долларов в развитие новой энергетической инфраструктуры, что сопоставимо с инвестициями в этот сектор США и Европы, вместе взятыми. В 2015 году в Китае введены в эксплуатацию 35 ГВт мощностей ВИЭ, что равно количеству мощностей ВИЭ в США, Великобритании и Франции вместе взятых. Это превращает Китай в глобального лидера по инвестициям в зеленую энергию. Расходы в США на развитие ВИЭ выросли в 2015 г. на 7,5% и достигли 56 млрд. долларов (рисунок 5).

Рисунок 5. Инвестиции в ВИЭ в мире, ЕС, США и Китае в 2004-2015 гг. млрд. USD.

Источник: REN 21, The EurObserv'ER,, Global Trends in Renewable Energy Investment 2016 Bloomberg New Energy Finance. Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. 2016. p.14

Вопреки тому, что дешевая нефть делает ископаемое топливо более конкурентным, преимущество возобновляемых источников энергии увеличивается благодаря государственной политике поддержки ВИЭ в ЕС, США и Китае. Субсидии, налоговые льготы, квоты и другие регуляторные ограничения позволяют сохранять конкурентоспособность ВИЭ на рынке и привлекать инвестиции в сектор. Около 75% инвестиций в 2015 году были направлены на развитие солнечной и ветряной генерации. За

2011-2015 годы инвестиции в ветряную энергетику в мире выросли на 4% до 109,6 млрд. долларов, а инвестиции в солнечную энергетику возросли на 12%.

В целом по Европейскому Союзу инвестиции в зеленую энергетику за 2011-2015 годы уменьшились на 60%, но в ряде стран, например, в Великобритании, они выросли на 24% или 23,4 млрд. долларов. Следует обратить внимание на то, что основную часть этих инвестиций составили вложения из Дании в оффшорные ветропарки в Великобритании. Инвестиции в альтернативные источники энергии в Германии составляют 10,6 млрд. долларов в 2015 году, что на 42% меньше по сравнению с 2014 годом. Наблюдается значительный спад и во Франции: более чем на 50% до 2,9 млрд. доллара (по сравнению с 2014 г.). Основные причины спада инвестиций в ЕС связаны с новыми ограничительными условиями, наложенными на субсидии странами-членами, сетевыми ограничениями энергосистем, ростом цен на энергию для конечных потребителей.

В США инвестиции в ВИЭ в 2015 году увеличились на 19% по сравнению с 2014 г. 44,1 млрд. долларов было вложено преимущественно в солнечную генерацию. Большая часть средств в развитие ВИЭ в 2015г. инвестировано развивающимися странами, включая Китай, Индию и Бразилию. Объем этих инвестиций составил 156 миллиардов долларов США, что на 19% больше, чем в 2014 г. Развитые страны, такие как США и страны ЕС инвестировали 130 миллиарда USD, что на 8% меньше по сравнению с 2014г.

Китай является самым крупным инвестором в ВИЭ за 2015 г. с объемом вложений в отрасль в 102,9 млрд. долларов, что на 17% больше по сравнению с 2014 г. Доля Китая в мировых инвестициях в ВИЭ за 2015 г. составляет 36%. Индия в 2015 г. увеличивает объем вложений в ВИЭ до 10,2 миллиардов долларов, что на 22% больше, чем в 2014 г.

По данным Bloomberg New Energy Finance тенденция спада мировых инвестиций в чистую энергию продолжается и в текущем году. Более того, в 2016 году инвестиции в ВИЭ снизятся до минимальных значений за последние три года, так как спрос на новые мощности ВИЭ в Китае, Японии и Европе снижается. За третий квартал 2016 года расходы на чистую энергию в мире составили 42,4 миллиарда долларов США, что на 43% меньше по сравнению с тем же периодом 2015 г. Финансирование больших солнечных и ветро- электростанций уменьшилось, так как правительства государств вынуждены были ослабить стимулирующие мероприятия и сократить расходы. Ожидается, что по итогам года объем инвестиций в ВИЭ в мире не превысит 350 млрд. долларов США.

Еще одним важным фактором является развитие технологий возобновляемой энергетики, которое в настоящий момент замедлилось. Считается, что основным трендом современности является переход от рынка энергетических ресурсов к рынку энергетических технологий. Вопреки массовой поддержке развития технологий ВИЭ в период 1995-2015 гг. они все еще находятся очень далеко от максимального использования их потенциала (таблица 1). Теоретический и технический потенциал солнечной, ветровой и геотермальной энергии многократно превышает все потребности человечества, а степень использования этой первичной энергии на этом этапе научно-технического развития остается ничтожно малой.

Таблица 1.

Доступность возобновляемых источников энергии в мире в 2015г

ВЭИ	Теоретический потенциал ВЭИ, ТВт	Используемый технический ВЭИ, ТВт	Установленная мощность возобновляемой энергетики в мире 2015, ГВт
Ветровая энергия	1700	40 – 85	433
Солнечная энергия	6500	340	277

Гидроэнергия	1.9	1.6	1064
Геотермальная энергия	45	0.07 – 0.14	13,2
Энергия волн	> 2.7	0.5	0,5

Источник: David Timmons, Jonathan M. Harris, Brian Roach. The Economics of Renewable Energy . Global Development And Environment Institute .Tufts University USA. 2014. p. 16, Renewables 2016 Global Status Report. REN 21. p.141

Тенденция увеличения мощностей и объема инвестиций в ветряную и солнечную энергетику в Китае и США прямо взаимосвязана с добычей и производством редкоземельных металлов. Как видно из Таблицы 2, для производства оборудования и компонентов альтернативной энергетики используется тринадцать редких и редкоземельных металлов. Так, например, теллур используется для производства тонкой фольги для солнечных панелей, литий - для производства электрических батарей, неодим используется в производстве магнитных элементов электродвигателей ветряных станций, празеодимий применяется для производства постоянных магнитов электродвигателей и т.д. Ограниченные запасы этих материалов, а также неразвитость каналов их поставок оказывают колоссальное влияние на рынок технологий и оборудования для возобновляемых источников энергии.

Таблица 2.

Редкие и редкоземельные элементы, применяемые в производстве оборудования для ВИЭ

Критические элементы/ редкие элементы	Солнечные панели / тонкая пленка PV	Ветро- генераторы / магниты для эл. двигателей	Аккумуляирование энергии/ батареи
Лантан (La)			X
Церий (Ce)			X
Празеодим (Pr)		X	X
Неодим (Nd)		X	X
Самарий (Sm)		X	
Диспрозий (Dy)		X	
Индий (In)	X		
Кобальт (Co)			X
Литий (Li)			X
Теллур (Te)	X		
Галлий (Ga)	X		

Источник: US DoE US Geological Survey

За последнее десятилетие Китай стал основным производителем редких и редкоземельных металлов. Сегодня Китай обеспечивает от 85% до 95% мирового спроса на 17 редких элементов и металлов, которые используются в оборудовании, необходимом для возобновляемой энергетики. Монопольное положение китайского экспорта на редкие и редкоземельные элементы несколько снизилось после 2013 г. (см. Таблицу 3) из-за роста добычи и производства этих элементов в США и Австралии. В ближайшей перспективе из-за роста мирового спроса на редкие и редкоземельные металлы в электронике, автомобилестроении и космической индустрии, будет начата разработка новых месторождений в Австралии, Северной Америке и Африке, что в будущем также снизит монополизацию этого рынка китайскими поставщиками.

Таблица 3.

Мировое производство редких и редкоземельных элементов в 2005-2014 г., 1000 тонн.

Государство	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Китай	119	133	120	125	129	130	105	100	100	95
Доля Китая в мировом производстве (%)	98	97	97	96	97	97	95	91	91	86
Индия	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	3
Австралия	0	0	0	0	0	0	2,2	3,2	2	2,5
Малайзия	0,15	0,43	0,38	0,23	0,35	0,35	0,28	0,2	0,1	0,2
Россия			2,7	2,47	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,5
Бразилия	0,527	0,527	0,645	0,55	0,55	0,55	0,25	0,14	0,13	0,12
США	0	0	0	0	0	0	0	0,8	4	7
Общий объем мирового производства	122	137	124	128	135	134	111	110	110	110

Источник: Rare earths-U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, British Geological Survey (BGS, 2014) 26.04.2007 Мировой рынок РЗМ: запасы и производство. Информационный бюллетень МЭРТ 26.04.2007-
<http://www.metaltorg.ru/analytics/publication/?id=2740>.

До 2020 г., а возможно и после, Китай сохранит свое монопольное положение на рынке редких материалов как основной производитель с рыночной долей 80% и как основной потребитель с долей 2/3 от мирового спроса. (см. Таблицу 4)

Таблица 4.

Мировой спрос на редкие металлы в 2009-2015 гг., тыс. т.

	2009	2014	2019	2009-2014 (%)	2009-2015 (%)
Китай	57	81	99	5,1	4,2
Япония	16	14	15	7,3	1,5
США	6,6	8,5	9	-2,5	1,1
Другие страны	18,5	22,3	25,9	3,8	2,8
Всего	98	125	149	5,1	3,5

Источник: Engineering & Mining Journal, nov.2015

Важной тенденцией в развитии ВИЭ в мире является высокая монополизация не только рынка редких и редкоземельных материалов, но и рынка оборудования – ветряных генераторов и фотоэлементов солнечных батарей. В 2000 г. году 90% всех ветровых турбин были произведены десятью производителями (рисунок 6). В 2015г. западные компании, такие как Vestas, GE Enercon, Gamesa и Siemens продолжали доминировать на мировом рынке, однако более 99% ветровых установок в Китае были уже не импортными, а собственными. Если исключить Китай, то на первую пятерку компаний приходится почти 76% мирового рынка. Ожидается, что китайские компании-производители, решив задачи внутреннего спроса, выйдут на мировой рынок ветровых турбин и в ближайшие 5-10 лет существенно увеличат свою долю на нем.

По итогам 2015 года Siemens остается самым крупным производителем ветровых турбин в Европе с рыночной долей 86,2% (1278 МВт установленной мощности ВЭС), на долю Vestas приходится 9.5% и 141 МВт, Areva – 3% и 45 МВт, Senvion – 0,8% и 12,3 МВт. В мировом масштабе 80% всех ветровых турбин производятся 4 мегакомпаниями, расположенными в Германии: Siemens, Nordex, Senvion, Areva, а также датской Vestas, двумя испанскими Iberdrola и Acciona, британской ScottishPower и американской GEWind.

Рисунок 6. Ключевые мировые производители ветровых турбин в 2000г. и в 2015 г.

Источник: Linn Takeuchi . Subcontractors and Component Suppliers in the Swedish Wind Power Industry, LUND Unuversity, Rep 42, Sweden, may 2003, p.62; <http://www.globenewswire.com/NewsRoom/AttachmentNg/ced854bc-6d00-4da2-a44c-99c53514abc4>

Аналогичная ситуация наблюдается и в производстве солнечных батарей, темпы роста которого росли на 45-50% ежегодно с 2000 по 2015 год. Установленная мощность солнечных электростанций выросла с 252 МВт в 2000 году до 50,8 ГВт в 2015 г. Основными производителями солнечных батарей в 2015 г. являются китайские компании, захватившие 69% мирового рынка. На долю европейских компаний приходится лишь 6% этого рынка, а на США и Канаду – по 4%. Основная причина этой ситуации в том, что Китай стал самым крупным мировым рынком оборудования для солнечной энергетики, при этом, в соответствии с политикой правительства, оставшись, закрытым для иностранных поставщиков такого оборудования. Это привело к мощнейшему подъему отрасли в Китае и, как следствие, росту импорта более дешевых китайских солнечных панелей в Европу и США. В результате этого мировой топ-10 производителей солнечных станций оказался занят исключительно китайскими компаниями, а европейские лидеры производства в 2000-2001гг., такие как BP Solar, Shell Solar, AstroPower и Schott с рыночной долей 42%, ушли с рынка, не выдержав конкуренции (рисунок 7).

Рисунок 7. Рыночная доля производителей солнечных панелей в 2000 и 2015 гг., %

Источник: Statista 2015, Paula Mints 2015 Top Ten PV Cell Manufacturers. april 8, 2016

<http://www.renewableenergyworld.com/>

Подводя итог, можно заключить, что рынок ветряных и солнечных электростанций полностью насыщен продукцией нескольких компаний из Германии, США и Китая, которые контролируют подавляющую долю рынка. Эти же страны одновременно являются и самыми крупными потребителями этих технологий. Между этими странами в последние годы обостряется конкурентная борьба за перераспределение рыночных долей на перспективных рынках ЕС, Азии, США и Канады. Частью этой конкурентной борьбы является и политическое лоббирование собственных интересов с целью ограничения использования других энергетических ресурсов путем изменения энергетической политики и стратегии государств.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы. Около 90% добычи, производства и поставки редких и редкоземельных металлов осуществляется Китаем, причем эта тенденция сохранится и в следующие 10 лет. На рынке доминирует один поставщик, который одновременно является и основным потребителем этих материалов. 48% мирового рынка солнечных батарей генераторов принадлежит всего лишь десяти компаниям из четырех государств, 68% мирового рынка по производству ветряных установок принадлежит 10 компаниям из 3 стран ЕС, а также Китаю и США. Эти страны являются самыми крупными потребителями энергии в мире, а также самыми крупными производителями и потребителями технологий возобновляемой энергетики. Однако рынки возобновляемой энергетики не могут в среднесрочной перспективе обеспечить возврат инвестиций без какой бы то ни было государственной поддержки и субсидирования, что искажает энергетический рынок в этих государствах. При использовании ВИЭ отсутствует экономия от эффекта масштаба в рамках национального хозяйства, поскольку ВИЭ неприменимы для обеспечения энергией тяжелой промышленности. В свою очередь, массированное распространение ВИЭ в некоторых странах Европы оказалось одной из причин деиндустриализации. Непостоянство ВИЭ, зависимость от природно-климатических факторов означает необходимость системных будущих инвестиций в новую электроэнергетическую инфраструктуру, а также строительство резервирующих мощностей традиционной энергетики. В отличие от традиционных энергоносителей, на текущем уровне развития технологий выработанную ВИЭ энергию невозможно сохранить и накопить в течение долгого времени. Решение этой проблемы потребует создания интегрированной системы из аккумулирующих сооружений для сохранения энергии и для подмены устаревших мощностей ВИЭ, что означает колоссальные инвестиции.

При этом даже с учетом субсидирования со стороны государства увеличение расходов для конечных потребителей электроэнергии ВИЭ уже сегодня оказалось крайне

значительным. Увеличение доли ВИЭ в энергобалансе ЕС привело к росту средней цены на электроэнергию более чем на 40% за период 2004-2013 г.

Таким образом, по мнению авторов, с точки зрения стратегии и ключевых трендов мировой энергетики возобновляемые источники энергии могут рассматриваться лишь в качестве переходного этапа развития по направлению к более эффективным новым технологиям водородной энергетики, управляемого термоядерного синтеза или иных принципиально новых источников энергии. Текущее состояние и наблюдаемые тренды развития возобновляемой энергетики не позволяют допустить, что ее роль в экономиках государств XXI века будет когда-либо настолько же велика, насколько была роль углеводов в XX столетии.

Список использованной литературы:

1. Key World Energy Trends. Excerpt from : World energy balances. IAE. 2016.p.p.3-7
2. Key Renewables Trends Excerpt from : Renewables information. IEA. 2016.p 5
3. Renewables 2015 Global status report. REN 21. 2015 p. 141
4. Global Wind Report 2015 – Annual market update. GWEC.2016.p.13
5. Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015 IAE.Paris.2015.p. p. 164–165, 170–171
6. Global Wind Energy Outlook 2016. GWEC, 2016, p.p. 19-20
7. Jessica Shankleman, European Solar Market Struggling to Retain Scale. Bloomberg. 01.04.2016
8. World Energy Outlook 2016. Executive summary. IEA.2016. p.4
9. REmap: Roadmap for a Renewable Energy Future, 2016 Edition IRENA. 2016 г. p.p.67/68
10. REmap: Roadmap for a Renewable Energy Future, 2016 Edition IRENA. 2016 г. p.p. 49/67
11. World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050. World Energy Council, London, 2014, p.245
12. European Biogas Association (EBA), Biogas Report 2015, Brussels. December 2015 p.5), <http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/>
13. Should China subsidize cofiring to meet its 2020 bioenergy target? A spatio-techno-economic analysis,” Global Change Biology – Bioenergy, vol. 8, no. 3, 2015, pp. 550–560-
<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/gcbb.12264/> abstract.
14. Global Bioenergy. SUPPLY AND DEMAND PROJECTIONS. A Working Paper for REmap 2030. International Renewable Energy Agency. 2014.p. 1
15. United Nations, Global Geothermal Alliance Action Statement and Action Plan , New York: 23 September 2014), <http://www.un.org/climatechange/summit/wp-content/uploads/sites/2/2014/09/ENERGY-Global-Geothermal-Alliance.pdf>
16. Goldstein, B., Hiriart, G., Bertani, R., Bromley, C., Gutierrez-Negrin, L., Huenges, E., Muroka, H., Ragnarsson, A., Tester, J., Zui, V., 2011. Geothermal Energy, Geothermal Energy: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. IPCC, New York
17. World Energy Investment 2016. IEA. Executive summary 2016 p.13-16
18. Renewables 2016 Global Status Report. REN 21. p.99-101
19. Global Trends in Renewable Energy Investment 2016 Bloomberg New Energy Finance. Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. 2016. p.14
20. Hobart King.REE - Rare Earth Elements and their Uses. -<http://geology.com/articles/rare-earth-elements>, Marc Humphries. Rare Earth Elements: The Global Supply Chain. CRS Report for Congress, December 16, 2013, p.10-11

21. Wind Turbine Companies Set for Continued M&A as Chinese Companies Take the Lead, FTI Consulting, Inc. London. 23. 03. 2016-<http://www.globenewswire.com/>
22. Global Wind Report 2014 - Annual market update. October 2014GWEC 77p-
<http://www.gwec.net/>
23. Paula Mints.Top Ten PV Manufacturers from 2000 to Present: A Pictorial Retrospective 21.01
2014Renewable Energy Network for News, Information, and Companies.-
<http://www.renewableenergyworld.com/>
24. O'ngs A Vendre. How the US super-rich influence. EU climate and energy policy. Evrocoal.
2015r. Brussels.p.16

Синицын В.В.

Природный газ в энергобалансах стран АТР

Энергетика АТР является крупнейшей в мире. Потребление первичных энергоресурсов в регионе за 2000–2014 гг. выросло почти в два раза с 2893 до 5517 млн. тонн н.э.¹³³ Крупнейшими странами потребителями данного региона выступают: Китай с 22% мирового потребления, Индия с 6%, Япония с 3,2%, Южная Корея с 1,9%. Особенностью АТР является угольно-нефтяной энергобаланс, который составляет 73% от всего потребления первичных энергоресурсов региона (таблица 1). Это обусловлено тем, что Индия и Китай обладают значительными угольными запасами, а Япония и Корея обладают высоким уровнем потребления нефти и нефтепродуктов.

Таблица 1.

Потребление первичных энергоресурсов в АТР в 2014 г., млн. тонн н.э.

	1980	1990	2000	2014
Всего	1439	2108	2893	5517
Уголь	466	785	1037	2758
Нефть и нефтепродукты	477	618	917	1291
Природный газ	51	116	232	549
Ядерная энергия	25	77	132	97
Гидроэнергия	20	32	41	125
Геотермальная энергия	2.6	8.2	23	33
Солнечная, ветровая и др.	0	1.5	2.2	44
Биомасса	397	471	508	617

Источник: IEEJ Asia/World Energy Outlook 2016.

Будет расти конкуренция со стороны природного газа и возобновляемых источников энергии. Замещение угля, нефти и нефтепродуктов будет происходить под влиянием как рыночных факторов, а также определяться экологической политикой стран, которые приняли на себя определенные обязательства по сокращению выбросов вредных веществ и парниковых газов в атмосферу.

Доля природного газа в потреблении первичных энергоресурсов незначительна и в 2014 г. составляла 10% или 549 млн. тонн н.э. (таблица 1). Потребление газа растет быстрыми темпами, начиная с 2000-х годов. Последние несколько лет темпы роста замедлились, это произошло за счет снижения потребления в Индии и Корее (таблица 2).

Таблица 2.

Потребление природного газа в АТР в 2000-2014 гг., млн. тонн н.э.

	2000	2011	2012	2013	2014
АТР	232	478	507	532	549
Китай	21	108	121	140	154
Индия	23	50	49	44	43
Япония	66	100	105	97	108
Корея	17	42	45	47	43

Источник: IEEJ Asia/World Energy Outlook 2016.

Учитывая высокую неопределенность перспектив динамики цен на нефть, а также зависимость процесса замещения угля и нефтяных топлив субститутами от политических

¹³³ IEEJ Asia/World Energy Outlook 2016

решений, любые прогнозы в данной области носят вероятностный характер. В отношении перспектив природного газа в ведущих странах АТР, в первую очередь Китая, существует также высокая неопределенность. Неопределенность касается как спроса на газ, так и добычи газа и импорта газа.

Рисунок 1. Сценарные прогнозы спроса на природный газ в Китае до 2040 г., млн. тонн н.э.

Источники: МЭА, IEE Japan.

Рисунок 2. Сценарные прогнозы спроса на природный газ в Индии до 2040 г., млн. тонн н.э.

Источники: МЭА, IEE Japan.

В 2020 г. разрыв между максимальным и минимальным сценарием спроса на природный газ в Китае составляет 15 млн. тонн н.э., а в 2040 г. 116 млн. тонн н.э. (рисунок

1). Добыча России в 2015 г. для сравнения, составила 524 млн. тонн н.э. В Индии ситуация лучше, к 2020 г. разница между максимальным и минимальным сценарием составляет 14 млн. тонн н.э., а к 2040 г. она увеличится до 31 млн. тонн н.э. (рисунок 2). Основными факторами неопределенности динамики спроса выступают как неопределенность относительно ближайших и долговременных перспектив экономического роста (как повлияет на спрос природного газа), так и межтопливная конкуренция, будут ли потребители платить за дорогое топливо?

Также необходимо обратить внимание на факторы, влияющие на изменение спроса на энергию. Сюда следует отнести изменение численности населения, ВВП и его структуры. Так ИЕЕ Япон прогнозирует стабилизацию роста численности населения в Корее после 2030 г., в Японии же из-за значительного числа населения пожилого возраста ожидается сокращение численности вплоть до 2040 г. Наиболее интересной выступает ситуация сложившаяся в Китае и Индии, где численность населения будет расти, что поспособствует межтопливной конкуренции.

Китай

Китай является крупнейшей по численности населения страной в мире. На конец июня 2016 г. численность составляла 1.374 млрд. человек. Также стоит отметить среднюю продолжительность жизни населения, что играет важную роль в энергопотреблении.

Энергопотребление страны характеризуют два основных момента: во-первых угольная направленность потребления (на Китай приходится почти половина мировой добычи и потребления угля), во-вторых высокий уровень участия государства в топливно энергетическом комплексе, особенно в нефти и газодобыче.

Для покрытия растущего спроса на энергию, а также снижения доли использования угля в энергобалансе, согласно заявлениям о сокращении выбросов парниковых газов в атмосферу, Китай вынужден будет использовать природный газ, атомную энергию и возобновляемые источники энергии. Однако в краткосрочной перспективе только традиционные источники энергии в состоянии покрыть потребность в электричестве страны в результате технологических и экономических ограничений.

Использование газа в Китае существенно возросло с середины 2000-х годов. Вместе с производством увеличивалось и потребление газа в Китае, четверть которого шла на нефтегазовую промышленность. Начиная с 2007 г. потребление в Китае природного газа начинает превышать добычу, в это же время начинаются дополнительные поставки сжиженного природного газа, который в последние десятилетия получает все большее распространение. Спецификой Китая является примерно равные доли в импорте трубопроводного газа и сжиженного природного газа.

Меняется также отраслевая структура потребления природного газа. В настоящее время основными потребителями природного газа являются жилой и коммерческий сектор, а также промышленность. Спрос же со стороны электроэнергетики остается невысоким.

Китай постепенно снижает собственную добычу угля с 2014 г., импорт при этом сохраняется в районе 100-200 млн. тонн н.э. в год. Многие эксперты спорят о том, является ли это пиком угля или же это случайное отклонение величины. Причем основной спрос на уголь в Китае сосредоточен в развитых прибрежных районах, доставка импортного угля куда дешевле, чем с отдаленных угольных шахт.

*-Отсутствуют данные за январь-февраль 2016 г.

Рисунок 3. Добыча угля в Китае август 2015 – сентябрь 2016 гг., млн. тонн н.э.

Источник: Bloomberg.

При этом за три квартала текущего года Китай снизил собственную добычу более чем на 10% за первые три квартала текущего года по сравнению с тем же периодом предыдущего года (рисунок 3). В абсолютном значении это составило более 200 млн. тонн н.э. угля. Вызвано это было в первую очередь сокращением рабочего времени до 276 дней в году с 330 дней. Электрогенерация из угля же за июль-сентябрь выросла на 33%.¹³⁴ Такое резкое сокращение добычи привело к росту цен на энергетический и коксующийся уголь как в Австралии (рисунок 4, 5), так и в Европе.¹³⁵ Дальнейшее увеличение цены на уголь Китай позволить уже не может, т.к. смежные отрасли начнут нести убытки, в первую очередь электроэнергетика. А это в свою очередь вызовет рост цен на электроэнергию.

Рисунок 4. Цены на австралийский энергетический уголь январь 2015 – октябрь 2016 гг., доллар за тонну.

Источник: World Bank.

¹³⁴ S&P Global Platts: China's total thermal coal imports and volumes from Australia rise 33% on year in Q3.

¹³⁵ The Wall Street Journal: Coal Prices on Fire.

Рисунок 5. Цены на австралийский коксующийся уголь январь 2015 – октябрь 2016 гг., доллар за тонну.

Источник: The steel index.

В настоящее время регулятор уже начал принимать меры по ослаблению ограничений на добычу угля¹³⁶. Так наиболее продвинутые и эффективные производители должны поднять свое производство с 1 октября по 31 декабря. Стоит понимать, что восстановление работы шахт займет некоторое время, снижение цены будет происходить с некоторым временным лагом.

Зачем Китай создал такую сложную для себя ситуацию в преддверии зимнего периода остается вопросом. Должно ли это было стимулировать развитие альтернатив углю или же улучшить финансовое положение угледобывающих предприятий, остается вопросом.

Не секрет, что более 70% угольных шахт в Китае убыточны при цене в 65 долларов за тонну угля, не говоря уже о более низкой цене. Возможно, Китай сокращает добычу угля для того чтобы снизить долговую нагрузку угледобывающих предприятий и сделать их рентабельными.¹³⁷ Но как долго это будет продолжаться и при какой цене на уголь неизвестно.

С другой стороны это способствует увеличению конкурентоспособности газа даже в электроэнергетике, где газ сильно проигрывает углю. Предложение газа существует как со стороны трубопровода так и со стороны СПГ.

Индия

По численности населения Индия уже почти догнала Китай. По данным Всемирного банка оно составляет 1311 млрд. человек и по прогнозам McKinsey и IEE Japan уже в ближайшие десять лет обгонит Китай. Также в Индии более молодое население, чем в Китае, что поспособствует дальнейшему росту.

Первоначальной политикой страны было стимулирование конкуренции, которое должно было потянуть за собой частные инвестиции. Это должно было позволить привлечь в страну современные технологии и создать энергомощности. Но данная политика не принесла желаемых результатов.

¹³⁶ Bloomberg: China Rushes to Boost Coal as Rally Warns: Winter Is Coming.

¹³⁷ Bloomberg: Goldman Sees China's 'Stealth' Coal Bailout Lasting to 2020.

Как и в Китае, большая часть электроэнергии получается из угля. На газовую генерацию приходится лишь незначительная доля. Индия стремится сбалансировать энергобаланс за счет снижения доли угля. Вызвано это не столько экологическими соображениями, а экономическими: отсутствие значительных запасов + низкий уровень качества угля; собственной добычи угля не хватает для покрытия растущего спроса на электроэнергию.

Начиная с 2010 г. собственная добыча газа в стране падает, а весь импортный газ получается в виде СПГ, основным поставщиком которого является Катар. Причем сейчас Индия больше переориентировалась на спотовые поставки после конфликта с катарской RasGas, с которой подписано соглашение на поставку 7,5 млн. тонн СПГ в год сроком на 25 лет (первый контракт на импорт природного газа в Индию). Когда несколько лет назад цены на газ на мировых рынках снизились, Индии приходилось до мая 2016 г. платить по старой цене, превышавшей рыночную в два раза.

Также стоит под вопросом реализация проекта газопровода Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия. В настоящее время Ашхабад не получает никаких гарантий сбыта газа на территории Индии, а также транзита по территории Афганистана.

Важным изменением стратегии развития Индии стало укрупнение государственных компаний, что позволяет участвовать в проектах по добыче нефти и природного газа в третьих странах. Укрупнение является вынужденной мерой, т.к. отдельные компании не обладают достаточным капиталом для совершения крупных сделок. До этого индийские компании уже участвовали в покупке долей российского проекта «Сахалин-1», «Ванкорнефть» и группы компаний Imperial Energy. В июне 2016 г. министр нефти и газа Индии заявил о возможном вхождении в проект «Арктик СПГ».

В отличие от Китая, Индия не в состоянии позволить себе дорогой газ в среднесрочной перспективе без привлечения инвестиций. Поэтому уголь продолжит занимать значительную долю в энергобалансе страны.

Япония

По данным Всемирного банка численность населения Японии на 1 марта 2015 г. составило 127 млрд. человек. Основной проблемой страны еще с 1990-х годов стало превышение воспроизводства населения над рождаемостью. Что вызвало быстрое увеличение доли населения старше 65 лет. По прогнозам ИЕЕ Жапан численность населения продолжит снижаться вплоть до 2040 г.

Япония заявляла и продолжает заявлять о том, что она не намерена отказываться от использования ядерной энергетики. В мае 2015 г. Япония подтверждала готовность перезапуска около 40 реакторов АЭС «после всесторонних проверок их уровня безопасности». Также целью проводимой политики является создание оптимального энергобаланса, где доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ), угля, СПГ и атомной энергетики будут составлять четверть от общего энергобаланса к 2030 г. Доля же нефти будет снижаться до 3%.

В реальности сделана большая ставка на угольную энергетику. Согласно вышедшему в мае докладу Оксфордского университета, возрастает опасность для Японии в результате расширения энергетических мощностей на основе угля. Планируется строительство 49 новых угольных электростанций в течение 12 ближайших лет, что добавит дополнительно 28 ГВт дополнительных мощностей. Это в свою очередь создаст риски с экономической выгодностью эксплуатации в будущем, за счет развития ВИЭ.

Доля природного газа в 2014 г. составляла четверть от всего потребления первичных энергоресурсов. Весь импортируемый газ поставляется в страну в виде СПГ в силу островного расположения. Доля электроэнергии, получаемой из природного газа,

скачкообразно возрастает и на конец 2014 г. по данным International Energy Agency (IEA) составила 41%.

Вследствие политики, проводимой руководством страны, ожидать увеличения доли природного газа в энергобалансе Японии не приходится. Фактический основной упор в настоящее время делается на угольную промышленность и восстановление работы АЭС, которые должны будут вытеснить нефть и нефтепродукты. Прогнозы ИЕЕ Japan менее пессимистичны по отношению увеличения долей ВИЭ и ядерной энергетики, но в них также прослеживается тенденция постепенного сокращения доли нефти и нефтепродуктов.

Южная Корея

Численность населения Южной Кореи составляет 50 млрд. человек по данным за 2015 г. ИЕЕ Japan прогнозирует незначительный рост численности до 2030 г., а также стабилизацию роста в Кореи после.

До начала 1980-х годов Корея активно использовала нефть в структуре потребления первичной энергии. Но после нефтяных шоков (арабско-израильская война 1973 г., исламская революция 1979 г. в Иране) была принята политика, направленная на снижение зависимости от нефти. Стоит отметить, что собственных запасов нефти в стране нет. Получило развитие атомная энергетика, а также газовая промышленность.

Южная Корея обладает незначительными запасами природного газа, тем самым весь практически весь потребляемый газ импортируется в виде СПГ. Значительная часть потребляемого природного газа в стране приходится на жилищный и коммерческий сектор, а также промышленность. Также Корея выработала в 2014 г. 17% электроэнергии из природного газа.

Развитие атомной энергетики получило свое широкое развитие по двум причинам: сравнительная дешевизна и независимость от импорта углеводородов. По данным на конец апреля 2016 г. в Южной Корее работают 25 реакторов АЭС, суммарной мощностью 24.1 ГВт. В настоящее время идет строительство еще трех реакторов суммарной мощностью 4.2 ГВт. Доля атомной энергии составила 15% от общего потребления первичных ресурсов на конец 2014 г. Корея занимает одну из лидирующих позиций в мире по потреблению атомной энергии в электроэнергетике – 34% в 2014 г.

По мнению многих экспертов атомная энергетика продолжит увеличивать свою долю в общем энергобалансе страны, как за счет снижения доли нефти, так и за счет угля. Увеличение же доли природного газа, как и в Японии, ожидать не приходится.

Список использованной литературы:

1. Bloomberg: China Rushes to Boost Coal as Rally Warns: Winter Is Coming. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-10-04/china-scrambles-to-boost-coal-as-rally-warns-winter-is-coming>
2. The Wall Street Journal: Coal Prices on Fire. <http://www.wsj.com/articles/coal-prices-on-fire-1478840770>
3. S&P Global Platts: China's total thermal coal imports and volumes from Australia rise 33% on year in Q3. <http://www.platts.com/latest-news/coal/sydney/chinas-total-thermal-coal-imports-and-volumes-27708424>
4. Bloomberg: Goldman Sees China's 'Stealth' Coal Bailout Lasting to 2020. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-10-21/goldman-sees-china-s-stealth-coal-bailout-lasting-until-2020>
5. IEEJ Asia/World Energy Outlook 2016. <https://eneken.iej.or.jp/en/whatsnew/424.html>
6. IEA World Energy Outlook 2016. <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>
7. World Bank. data.worldbank.org/

8. The steel index. <https://www.thesteelindex.com/>

Бреннер В.

Межтопливная конкуренция в энергобалансе Германии

1. Энергетическая политика ФРГ

На сегодняшний день энергетическая стратегия Германии, так же как и общеевропейская, предусматривает радикальное снижение потребления традиционных первичных энергоносителей и уменьшение степени зависимости от импорта. Как известно, зависимость ФРГ от внешних энергоносителей весьма высока. Германия занимает пятое место в мире по объемам суммарного энергопотребления и не обладает достаточным количеством собственных сырьевых ресурсов.

Следует обратить внимание на то, что энергетическая реформа касается не только электроэнергетики, но и системы энергоснабжения страны в целом. Основные параметры трансформации энергетики к 2050 г. заложены в Энергетической концепции, принятой федеральным правительством в 2010 г.

Энергетическая стратегия также подразумевает сокращение совокупных затрат энергетической системы с 2014 по 2040 год порядка на €125 млрд. в основном за счет сокращения ввода ветровых наземных и морских электростанций.

С учетом того, что в структуре немецкой экономики традиционно доминирующее положение занимают отрасли промышленного производства, проблема рационального использования энергии всегда достаточно остро стояла перед этой страной.

В условиях эскалации мировых цен на нефть и газ на фоне мировых энергетических кризисов, «газовых» войн, роль угля значительно возрастает. Одновременно ожесточаются и международные экологические стандарты, и нормативы на использование угольного топлива в электроэнергетике.

2. Топливо-энергетический баланс ФРГ

Экономика ФРГ в основном зависит от таких видов энергоносителей, как уран, нефть, природный газ и каменный уголь. С учетом приведенных данных следует отметить, что функционирование немецкой энергетики в большой степени зависит от стабильных поставок энергетических ресурсов.

Германия была и остается крупнейшим покупателем российского природного газа. Объем с учётом перепродаж в этой стране в 2015 г. составил 45,31 млрд куб. м. (с учётом поставок газа по аукционам).

объем природного газа, реализованного Россией в Германию с начала поставок (1973 г., с учётом ГДР) до настоящего времени, составил около 1 трлн. куб. м.

Поставки природного газа в Германию идут по контрактам, заключенным ООО «Газпром экспорт» с компаниями «Юнипер Глобал коммодитиз СЕ» (ранее Е.ОН Глобал коммодитиз СЕ»), «ВИЕХ ГмбХ и Ко. КГ», «ВИНГАЗ ГмбХ», «Шелл Энерджи Юроп Лтд».

С 1 января 2016 г. Е.ОН реорганизовал структуру бизнеса путем разделения на 2 компании. Деятельность одной из них, за которой останется название Е.ОН, будет сосредоточена на ВИЭ (ветряная, солнечная, гидроэнергетика) и вопросах распределения, обслуживания клиентов. Второй компании, получившей название «Юнипер» («Uniper» — Unique Performance), переданы электрогенерация из традиционных источников, разведка, добыча и торговля газом. «Юнипер» импортирует природный газ из России, Нидерландов, Норвегии и Дании, обеспечивая около 60% общего объема поставок газа на рынок ФРГ.

В 2015 г. четыре основных контракта «Газпром экспорт» с «Юнипер» были продлены до 2035 года. Всего с начала поставок по настоящее время правопреемникам компании «Юнипер» было поставлено более 620 млрд. куб. м газа.

ООО «Газпром экспорт» также осуществляет сотрудничество на рынке Германии с компанией «Шелл Энерджи Юроп», с которой заключен контракт на поставки 1,2 млрд куб. м газа в год в течение 20 лет.

В настоящее время топливно-энергетический баланс ФРГ в основном обеспечивается традиционными источниками энергии, что составляет более 80%. Из них почти 90% производится из импортных энергоносителей – уран, природный газ, каменный уголь, в том числе в производстве электроэнергии импортируемые энергоносители занимают 55,6%.

Для того чтобы достичь установленных целей по сокращению выбросов CO₂, Германии крайне необходимо сократить производство электричества за счет сжигания угля.

Однако по ряду причин потребление угольной энергии временно возрастает:

1. Дело в том, что решение о закрытии восьми атомных станций было внезапным, и у индустрии не было времени заместить чем-либо недостающие мощности, в связи с этим у производителей энергии не было иного выбора, кроме как использовать существующие электростанции вырабатывающие электроэнергию за счет сжигания угля.
2. Экономический спад внутри Евросоюза, повлек за собой снижение потребления энергии и, следовательно, непрямого сокращению выбросов CO₂ и снижению выплат за выбросы углекислого газа в атмосферу, – и, тем самым, снижению стоимости угольной энергии.
3. В настоящий момент вводятся в эксплуатацию несколько новых угольных станций, решение о строительстве которых было принято задолго до того, как Германия решила вывести из эксплуатации все АЭС.

Так, по прогнозу Международного агентства по энергетике (МАЭ), валовое производство электроэнергии в Германии в 2013 году составило 635 млрд кВт-ч (ТВт), путем сжигания угля получили 299 ТВт (большую часть которого составил бурый уголь), благодаря ядерной энергетике получили 97 ТВт-ч (15%), путем сжигания газа - 67 ТВт-ч, биотоплива и отходов - 54,6 ТВт-ч, при помощи ветроэнергетики - 53,4 ТВт-ч, гидро - 26,3 ТВт-ч, и 30,0 ТВт-ч благодаря солнечной. Экспорт электроэнергии превысил импорт примерно на 32 ТВт-ч, по сравнению с 20 ТВт-ч в 2012 году.

В 2013 году доля электроэнергии, полученной при помощи сжигания газа, по сравнению с 2012 годом, снизилась на 21%, а доля угольной электроэнергии возросла.

В первой половине 2014 года коэффициент загрузки ветровых и солнечных батарей составил 18% и 11% соответственно, а коэффициент использования установленной мощности АЭС - 85%, объем электроэнергии, полученной при помощи сжигания газа, снизилось еще на 14% - до 16,6 млрд. кВт-ч. Количество электроэнергии, получаемой путем сжигания бурого угля, составило 69,7 ТВт-ч, каменного угля - 51,9 ТВт-ч, ядерной энергии - 45,0 ТВт-ч, ветровой - 26,7 ТВт-ч, солнечной - 18,3 ТВт-ч, биомассы - 25,6 ТВт-ч и гидро - 10,5 ТВт-ч. Всего за шесть месяцев произвели 264,3 млрд кВт-ч, из которых 16,1 ТВт-ч было экспортировано. (Согласно данным института Фраунхофера, Fraunhofer- Institute Integrierte Schaltungen).

3. Ряд событий 2008-2011гг.

Серия обстоятельств в 2008-2011 годах способствовали переориентации инвесторов в Евросоюзе на строительство угольной генерации. Так, изрядно сократился разрыв между ценами на газ и уголь: если в 2007 году соотношение цен газ/уголь составляло 1,6, то в 2013 году это соотношение приходилось на отметку 3,0.

Вдобавок избыточное предложение квот на выбросы вредных веществ (которые были призваны стимулировать сокращение выбросов от ТЭС) привело к падению их цен (до 5-10 евро за тонну CO₂). В результате, развитие газовой генерации не стимулировалось, так как угольная генерация, и по оценкам экспертов, теряет привлекательность для инвестиций при стоимости квот более 34-38 евро за тонну CO₂. (см. рис.1) Таким образом, система торговли

квотами на выбросы в атмосферу фактически не препятствует развитию угольной генерации, в том числе использующей самый низкосортный — бурый уголь.

Рисунок 1. Цены на квоты за выбросы газов в атмосферу

Источник: Carbon market watch

Торговля сертификатами на выбросы, была навязана экономике ФРГ экологическим лобби, и позже была введена в 2008 г. принятием европейского пакета по климату и энергетике (Klima- und Energiepaket 2008). Для крупных эмитентов, в обязательном порядке подключенных к торговле, на 2010–2020 гг. был установлен ежегодный показатель по снижению выбросов в среднем на 1,74%.

Федеральное правительство признает, что из-за проблем с торговлей сертификатами к 2020 г. в Германии выбросы CO₂ будут сокращены максимум на 35%, а не на 40%, как намечалось ранее. Исходя из пролонгации динамики, наблюдаемой после 1995 г., есть основания ожидать, что снижение составит 30–32%.

В конечном итоге, свое влияние оказал и экономический кризис 2008 года, который привел к спаду промышленного производства и, соответственно, электропотребления.

Добыча природного газа на юге Северного моря сокращается на протяжении уже более 10 лет, на Норвежском шельфе — выходит на «плато», а импортные поставки не представляются привлекательными. Цена российского газа, определяемая методом нефтяной индексации, стабильно оказывается выше спотовых цен на западноевропейских торговых площадках. (см. рис.2)

Рисунок 2. Предложение топлива для электроэнергетики

Источник: Eurostat

Тенденция к росту потребления угля в Европе вообще, и в Германии в частности связана с тем, что большие объемы угля после «сланцевой революции» начала поставлять Америка — в результате «сланцевого бума». Штаты смогли полностью обеспечить себя газом. В результате подешевевший газ стал вытеснять уголь из энергетического баланса США, а часть угольной генерации была переведена на газ. Соответственно, освободившиеся объемы американского и колумбийского угля пошли в Европу по низким ценам. (см.рис.3)

Рисунок 3. Экспорт угля из США млн. к.т.

Источник: EIA

Вследствие этого явления, цены на газ стали расти опережающими темпами по отношению к углю: если в конце 1990-х гг. их соотношение составляло менее 1,1, то в 2013 г. — почти 3,1. При этом в Германии — основном производителе угля в Европе — это соотношение достигло 3,8.(см. рис.4)

Рисунок 4. Разрыв между ценами на газ и уголь

Источник: BP, IHS McCloskey

В ряде стран угольная генерация стала преобладать и в структуре вводимых мощностей: к концу 2012 г. мощность строящихся угольных ТЭС в Европе превысила мощность возводимых ПГУ-ТЭС (парогазовые установки). Интересен тот факт, что в Германии — стране, где природоохранная тематика занимает важное место в политическом курсе за последние 3,5 года было введено более 8,5 ГВт мощности на угольных ТЭС. Также активное развитие угольная генерация получила в Нидерландах, Польше и Чехии (см. рис.5).

Рисунок 5. Ввод генерирующих мощностей

Источник: Global Coal Plant Tracker

Многие страны начали максимально загружать все свои имеющиеся угольные мощности, одновременно сокращая выработку электроэнергии даже на самых современных и эффективных ГЭС. Наибольшему риску закрытия сейчас подвергаются старые станции, работающие на газе, но и загрузка новых газовых станций в среднем по Европе сейчас не превышает 30%, а в Германии — ниже 20%. Так у немецкой компании E.ON под угрозой закрытия находится введенная только в 2010 году газовая станция Irsching 5 CCGT, с КПД 59%. В это же время загрузка даже старых станций, работающих на каменном угле, сейчас составляет около 60%, а использующих бурый уголь местной добычи — почти 100%.

В это же время происходит вывод из эксплуатации не только старых угольных ТЭС, но и новых газовых (в т.ч., ПГУ и ТЭЦ). Так, в период с 2011 по апрель 2015 года в странах

Евросоюза было временно или окончательно остановлено 17,9 ГВт газовых мощностей. При этом из 37 остановленных ТЭС, 24 были введены в эксплуатацию после 1990 года.

В Великобритании коэффициент использования установленной мощности газовых ТЭС снизился с 64% (2009 год) до 28% (2013 год), в Германии – с 38% (2007) до 13% (11 мес. 2014). (см. рисунок 6)

По данным Всемирного Института Угля (World Coal Institute, London UK.), повышение КПД угольных ТЭС с 20% до 30% обеспечивает снижение выбросов диоксида углерода CO₂ на одну треть при том же объеме вырабатываемой энергии. Повышение энергетической эффективности (КПД) угольных электростанций с 30 до 40% ведет к снижению выбросов CO₂ на 25% в расчете на 1 квт. ч. выработанной электроэнергии; расчеты DOE** показывают, что каждый процент повышения электрического КПД угольной электростанции дает снижение выбросов CO₂ на один процент при прочих равных условиях; не меньший сопутствующий эффект достигается при повышении электрической эффективности – КПД и по другим поллютантам: SO_x, NO_x твердые частицы топочных газов и др.

Тип ТЭС	Год	
	2009	2013
Парогазовые	64%	28%
Угольные	39%	58%

Тип ТЭС	Год	
	2007	2014 (11 мес.)
На каменном угле	51%	41%
На буром угле	79%	76%
На природном газе	38%	13%

Рисунок 6. Газовые ТЭС Западной Европы уходят в пиковый режим

Источник: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems

Хотелось бы так же добавить, что Германия — это крупнейший производитель бурого угля в Европе.

Крупнейшие залежи имеются в Рейнской области, на юге, в Бранденбурге и Саксонии. Запасы, считающиеся пригодными для разработки, оцениваются примерно в 43 млрд., 85% добываемого бурого угля идет на производство электроэнергии. (см. рис.7) Вместе с каменным углем и атомной энергией он является важнейшим источником электроэнергии в Германии.

каменноугольными бассейнами являются рейнско-вестфальский и саарский регионы. Залежи каменного угля оцениваются в пределах 24 млрд. тонн. В 1950 г. доля данного вида сырья в потреблении первичной энергии составляла 73%, к 2001 г. она снизилась до 13%.

Бурый уголь был важнейшим источником энергии (70%) в бывшей ГДР. Но односторонняя ориентация энергоснабжения на бурый уголь привела к массивному загрязнению окружающей среды. После объединения Германии его добыча в новых землях в результате реструктуризации экономики и диверсификации энергоснабжения упала на 70 процентов (с 249 млн. тонн в 1990 г. до 74 млн. тонн в 1997 г.)

Основные производители бурого угля млн. т.

	2013	2014	2015p
Germany	182.5	177.0	177.2
Russian Federation	73.3	67.3	70.9
United States	69.7	76.5	66.9
Australia	62.3	60.5	65.7
Poland	65.9	63.8	63.0
Turkey	55.3	64.7	50.5
Greece	54.4	51.9	48.1
India	43.9	47.0	43.2
Serbia	40.3	30.7	38.1
Czech Republic	38.9	38.3	38.1
Other	142.6	141.0	145.2
World	829.2	818.6	806.8

Основные потребители бурого угля млн. т.

	2013	2014	2015p
Germany	182.7	178.2	178.1
Russian Federation	73.7	68.9	73.2
Australia	62.3	60.5	65.4
United States	70.1	72.1	64.1
Poland	65.8	63.9	63.1
Turkey	57.5	62.6	50.4
Greece	53.9	50.8	46.2
India	44.3	48.3	43.2
Czech Republic	40.4	38.2	38.1
Serbia	40.3	30.0	37.7
Other	143.0	142.4	147.9
World	834.0	815.9	807.4

Рисунок 7. Производители/потребители бурого угля

Источник: IEA - Key Coal Trends/ Excerpt from : Coal information 2016

Перспективные оценки развития европейской энергетики до 2020 года дает отраслевое объединение сетевых операторов (ENTSO-e), которые правильнее назвать скорее расчетом на основе реальных отчетов операторов, нежели прогнозом. (см. рис.8)

Документ предполагает снижение угольной генерации в среднем на 1,3-1,6% в год, в то время как рост газовых мощностей должен составить в среднем 2% в год. Согласно оптимистичному сценарию (В) в Европе должно появиться 30 ГВт новых газовых мощностей. Но, реалистичнее оценивая ситуацию, более вероятна реализация консервативного сценария, согласно которому добавится всего 6 ГВт газовых мощностей и в итоге к концу десятилетия общее их количество будет не 217, как показывает сценарий В, а только 195 ГВт, что существенно ниже уровня в 222 ГВт, которые прописаны в программе Евросоюза «20-20-20». Хотя в сегодняшних условиях вообще трудно понять, зачем строить

новые газовые станции, если уже имеющиеся загружены только на треть, и как закрывать угольные, если они работают на полную мощность.

Рисунок 8. Динамика энерго мощностей на основе угля и газа в ЕС до 2020 г, ГВт.

Источник: ENTSO-e

Расчеты консервативного сценария ENTSO-e по перспективной структуре выработки электроэнергии для крупнейших энергетик Европы очень красноречивы по отношению к газовой генерации. Только в Италии просматривается некоторый рост газовой генерации (на 4 ГВт. к 2020 году), в Германии, Великобритании, Испании и Франции планируется либо сохранение статус-кво, либо сокращение газовых мощностей. В качестве примера перспективных изменений в структуре энерго мощностей по видам топлива приведем Германию, где газовые мощности сократятся на 4 ГВт, угольные вырастут на 3 ГВт, а «зеленая» энергетика прибавит 40 новых гигаватт.(см. рис.9)

Рисунок 9. Структура генерирующих мощностей в Германии до 2020 года, ГВт

Источник: ENTSO-e

Всего названные пять стран предполагают увеличить парк своих мощностей на основе ВИЭ к 2020 году на 70 ГВт, но даже такая значительная прибавка окажется недостаточной для выполнения программных целей Евросоюза, согласно которым общая мощность

генерации на базе ВИЭ к 2020 году должна составить 560 ГВт. Оптимистичный сценарий ENTSO-е насчитывает к этому моменту только 512 ГВт, а консервативный – не более 454 ГВт. Таким образом, разрыв с целевыми параметрами составит более 100 ГВт, а под влиянием кризисного негативного фона, возможно и того больше.

4. Реформа в сфере АЭС

Проводимую реформу в сфере энергетики обычно связывают с решениями правительства А. Меркель, принятыми в 2010 и 2011 гг., однако общее направление реформирования было задано еще в начале 2000-х гг. правительством Г. Шрёдера, провозгласившим курс на экологическую промышленную политику и принявшим законы об отказе от атомной энергетики и о ВИЭ. Именно на этом этапе произошло становление современной энергетической политики, хотя отдельные ее направления имеют более долгую историю.

Первый случай протеста против мирного атома имел место в 1960-е гг., когда строительство АЭС пришлось перенести из Бертольсхайма в Гундремминген. В 1970–1972 гг. многочисленные акции протеста прошли в Брейзахе, Эзенсхаме, Неккарвестхайме и в Бонне. Нефтяной кризис 1973 г. усилил позиции сторонников атомной энергетики, и находившееся у власти правительство социал-демократов приняло решение о строительстве к 1985 г. 40 новых реакторов. Однако этот курс не пользовался популярностью в обществе; в 1976 г. против атомной энергетики выступали 47% населения ФРГ. Обозначился водораздел между христианскими демократами и либералами с одной стороны и противостоявшими им социал-демократами и новой партией «Зеленые» — с другой. Консерваторы и либералы поддерживали развитие атомной энергетики. Г.Коль (канцлер ФРГ в 1982–1998 гг.), будучи лидером парламентской оппозиции, говорил: «Противники атомной энергетики — это реакционеры. Они хотят облагодетельствовать граждан стратегией бедности и регресса». Принятая в 2007 г. программа ХДС включала положение в поддержку атомной энергетики: «На обозримую перспективу нельзя отказываться от вклада атомной энергетики в производство электроэнергии в Германии»

Впервые о принципиальной возможности отказа от атомной энергетики было официально заявлено в 1980 г. Несмотря на отсутствие прямого юридического запрета, после 1989 г. в стране не построено ни одной АЭС. В 1992 г. главы концернов VEBA и RWE предложили компромиссный вариант отказа от атомной энергии, который был разработан при участии премьер-министра Нижней Саксонии Г. Шрёдера (в 1998–2005 гг. — канцлер Германии): отказ от строительства новых АЭС при предоставлении операторам гарантий, что их не вынудят политическим решением отключить станции ранее установленного срока. Это предложение фактически было принято спустя 10 лет. После победы на выборах 1998 г. СДПГ объединилась в коалицию с еще более радикально настроенной партией зеленых, фиксируя в коалиционном договоре намерение «покончить с использованием атомной энергии как можно скорее». После двухлетних переговоров с энергетическими концернами-владельцами по поводу условий закрытия АЭС была принята редакция Закона об атомной энергетике (2002), в которой оговаривался срок эксплуатации АЭС (2022) и был зафиксирован отказ энергоконцернов от строительства новых АЭС.

5. Закрытие АЭС

Сворачивание ядерной энергетики — центральная часть энергетической политики ФРГ. По мнению немецких граждан, ядерная энергия слишком опасна, дорога и неспособна конкурировать с ВИЭ.

Основными причинами, которыми аргументируют противники развития атомной энергетики, являются: нерешенная во всем мире проблема надежного хранения и утилизации высокорadioактивных отходов; сомнения в безопасности АЭС и подверженность террористическим атакам; экономическая нецелесообразность, связана также с проблемой

утилизации ядерных отходов, закрытия и консервации АЭС; ограниченность запасов урана и рост цен на ядерное топливо; необходимость длительной эксплуатации дорогостоящих АЭС, что ведет к долгосрочному сохранению структуры энергопроизводства.

Это, в свою очередь, препятствует последовательному переходу к использованию ВИЭ. Таким образом, в настоящее время в Германии альтернативой традиционным источникам, в том числе и использованию мирного атома, служат возобновляемые источники энергии, эта цель поставлена и в стратегии Евросоюза, и в германской энергетической концепции. Однако, как показывает реальность, заменить АЭС в короткие сроки невозможно даже в Германии по следующим объективным обстоятельствам: сегодняшняя себестоимость энергии, получаемой из ВИЭ, значительно превышает цену энергии, вырабатываемой традиционными видами источников; выработка энергии альтернативными источниками имеет нестабильный характер, т.е. ВИЭ зависят от наличия временных и погодных изменений, ветер, солнце, вода.

Хотелось бы напомнить, что субсидии на зеленую энергетику в одном лишь в 2014 г. составили порядка 24 млрд. евро, а EEG-сбор с 3,27 цента за кВт-ч в 2012 г. возрос до 6,24 цента за кВт-ч в 2014 г.

С помощью сбора (EEG-Umlage) энергоснабжающие организации перекладывают на конечного потребителя издержки от обязательных фиксированных выплат производителям электроэнергии из возобновляемых источников в виде части стоимости этой электроэнергии. По мере роста предложения «зеленой» электроэнергии ее стоимость на бирже понижалась, и как следствие, увеличивалась разница между фиксированным закупочными ценами и биржевой стоимостью, а это значит, возрастал и EEG-сбор, который вновь и вновь повышал цену электроэнергии для конечного потребителя (так называемый EEG-парадокс).

Также Федеральное министерство экономики и энергии выражает обеспокоенность потенциальной угрозой надежности энергоснабжения регионов, расположенных южнее Майна, особенно в Баварии, в энергоснабжении которых высока доля атомной энергетики. В 2011 г. в результате моратория здесь были отключены АЭС мощностью 5 ГВт, что сделало ситуацию с энергоснабжением напряженной. В перспективе угроза надежности усилится, т. к. из девяти АЭС, которые предполагается отключить в Германии до 2022 г., шесть находятся на юге страны; их суммарная мощность составляет 6,7 ГВт. Рассматриваются два пути предотвращения этой угрозы: прокладка магистральных ЛЭП для передачи электроэнергии, произведенной в северных федеральных землях; строительство газотурбинных станций.

К началу 2011 года в стране работали 17 атомных реакторов, к середине 2015 года в эксплуатации находились 9 реакторов.

В 2022 году в Германии будет остановлена последняя АЭС.

Закрытие АЭС было компенсировано увеличением выработки электричества главным образом за счет угля — топлива с максимальными удельными выбросами парниковых газов. При этом снизилась выработка на газовых станциях, технически лучше приспособленных для удовлетворения пиковой нагрузки и характеризующихся меньшими удельными выбросами. Удельный выброс углекислого газа при производстве 1 кВт-ч электроэнергии, составлявший в 2010 г. 546 гВт, вырос до 564 гВт в 2011 г. и 576 гВт в 2012 г. 79 гВт. За 2012 г. эмиссия увеличилась на 10 млн. т (в эквиваленте CO₂), в том числе в энергетике — на 2%. В 2013 г. увеличение составило 12 млн. т, или 1,2%.

Нишу атомных станций, которые вскоре будут окончательно выведены из эксплуатации, должен был занять гораздо более экологичный газ, однако уголь оттеснил его, и если мировые цены на нефть и природный газ останутся на прежнем уровне или вырастут, уголь продолжит выигрывать борьбу в этой конкуренции. Кроме того, Германия как традиционный импортер ископаемых энергоносителей сохраняет высокую зависимость от внешних поставок, и в планы по повышению роли «голубого топлива» может вторгнуться

внешнеполитический фактор. В условиях украинского кризиса и эскалации санкций ФРГ, чьи потребности в природном газе на 40% удовлетворяются за счет поставок из России, рискует собственной энергетической безопасностью.

При этом немецкие угольные электростанции в 2013 г. вошли в число наиболее «грязных» станций Европы, их совокупные выбросы составили около 120 млн. т CO₂, а внедрение технологий CCS (улавливания и удержания двуокси углерода) пока остается малореалистичным проектом.

6. Технология улавливания и хранения CO₂

В течение последних десяти лет в мире активно обсуждается технология улавливания и хранения углекислого газа (CCS), которую ее сторонники ошибочно называют «чистым углем». По сути, эта технология заключается в улавливании и содержании загрязняющих веществ и диоксида углерода в изолированном хранилище. Для промышленных процессов, например производства цемента, в которых дальнейшее сокращение выбросов CO₂ чрезвычайно сложно, технология CCS может быть вариантом сокращения выбросов парниковых газов. Однако для использования на электростанциях эта технология большинством экспертов признается нежелательной, так как она радикально уменьшает производительность станций, тем самым резко повышая стоимость топлива.

Более того, технология улавливания и хранения CO₂ требует непомерно высоких инвестиций.

Первая такая испытательная установка была построена в ФРГ в 2006 году по проекту компании Siemens на угольной станции Шварце Пумпе, принадлежащей шведской компании Vattenfall. Результаты испытаний были негативными, и в конце 2011 года компания Vattenfall объявила об отказе от строительства второго демонстрационного проекта мощностью 300 МВт. Этот проект, который должен был быть в десять раз больше испытательной установки в Шварце Пумпе, даже опережал план строительства первой полномасштабной станции по технологии CCS на средства Евросоюза.

Компания Vattenfall заявила, что не имеет возможности реализовать этот план, так как федеральные земли Германии, где потенциально могло разместиться хранилище, отказались его принять.

Помимо всего прочего, экологи в целом без восторга относятся к этой технологии, поскольку содержащиеся в хранилище загрязняющие вещества и углекислый газ только создают дальнейшие проблемы для будущих поколений, которые должны будут следить за тем, чтобы не было утечек. Местные сообщества не хотят, чтобы захоронения диоксида углерода размещали поблизости от них, так что в 2012 году коалиция Ангелы Меркель – которая поддерживает технологию CCS – пошла на компромисс с федеральными землями. Теперь земли могут наложить вето на строительство захоронений диоксида углерода, таким образом, очень маловероятно, что такое захоронение вообще будет когда-либо построено. По условиям за первые 40 лет эксплуатации такого захоронения ответственность за нее несет компания-владелец, а по истечении этого срока – ответственность переходит к федеральной земле, на которой оно расположено, – то есть к налогоплательщикам.

7. Переходная технология: от АЭС к ВИЭ

Напомним, что в 2009 г. доля ядерной энергии в потреблении первичных источников энергии составляла 10%, а ВИЭ — 8,9%. В производстве электроэнергии — 22,6% и 15,9 % соответственно. Очевидно, что альтернативная энергетика не готова была так скоро стать адекватной заменой АЭС ни с технической, ни с экономической точки зрения. Исходя из этого, среди принципов новой правительственной энергетической политики декларировалось дальнейшее развитие альтернативных источников энергии и одновременно — продолжение

использования атомной энергии в качестве «переходной технологии» (Brückentechnologie), необходимость в которой сохранится до тех пор, пока возобновляемая энергетика не выйдет на должный уровень.

Бессистемное развитие альтернативной энергетики не только послужило причиной роста энерготарифов, но и на фоне спешного вывода из эксплуатации ряда АЭС вызвало страхи, связанные с риском аварий и масштабных отключений электроэнергии. Энергосистема ФРГ оказалась в крайне нестабильном и тяжелом состоянии: именно АЭС наряду с буроугольными электростанциями лежали в основе существовавшей централизованной энергосистемы ФРГ, обеспечивая ей базисную нагрузку. Альтернативную энергетику, напротив, характеризует нестабильность объемов производства энергии. Речь идет, прежде всего, о солнечной и ветроэнергетике, которые находятся в зависимости от времени суток, сезона, географического положения станции и ряда других факторов. С этим связаны постоянные скачки мощности, генерируемой парками ветровых турбин и солнечными установками. Эти колебания (в течение часа они могут достигать порядка 2 ГВт) ставят под угрозу стабильное обеспечение страны электроэнергией в том режиме, в каком она нуждается. Переизбыток энергии чередуется с ее недопроизводством, поэтому основным решением проблемы является развитие технологий накопления и сохранения избыточной энергии, которое значится среди приоритетов энергетической концепции ФРГ.

Нехватка аккумулирующих мощностей приводит к росту физического объема поставок электроэнергии в соседние страны. Это явление свидетельствует, не о повышении надежности энергосистемы, а о неспособности при существующем техническом уровне сбалансировать спрос и предложение электроэнергии. Польша и Чехия физически ограничили поступление электроэнергии из Германии. В перспективе намечено увеличить количество участков, соединяющих энергосистему Германии с соседними странами. По Плану развития сетей (Netzentwicklungsplan, 2013) их пропускная способность (Grenzkuppelkapazität) увеличится почти вдвое — с 9 до 16 ГВт. В настоящее время Германия имеет технические возможности обмена электроэнергией с девятью европейскими странами, при этом потолок для экспорта составляет 15 540 мВт, для импорта — 18 450 мВт (в год). Потребность в углублении сотрудничества с соседними государствами в сфере электроэнергетики побудило федеральное правительство искать новые форматы для активизации контактов на межгосударственном уровне.

На сегодняшний день, в Германии активно осваивается наиболее передовой способ аккумуляции возобновляемой энергии: излишки энергии используются для электролиза воды, один из продуктов которого — водород — затем сохраняется, а в период увеличения потребности в энергии вновь преобразуется в электричество с помощью топливных элементов. В Пренцлау (Бранденбург) компанией Enertrag AG уже была сконструирована первая подобная гибридная электростанция, которая объединила в себе три ветроэнергетические установки, установку по производству биогаза с газохранилищем, установку для электролиза воды с хранилищем водорода, и две теплоэлектростанции, работающих на биогазе и водороде.

Все эти элементы дополняют друг друга, что позволяет вне зависимости от внешних условий (в т.ч. погодных) поддерживать постоянную выходную мощность: система автоматически направит излишки энергии на производство в промышленных количествах экологически чистого водорода, который будет служить как аккумулятором энергии ветра, так и — в будущем — топливом на автозаправочных станциях. Также система накопления существует в рамках открытого в 2013 г. инновационного ветропарка RN2-WKA в Мекленбурге-Передней Померании, мощность которого составляет приблизительно 140 МВт. Благодаря этой технологии ветроэнергетика, как и фотовольтаика, и иные направления возобновляемой энергетики смогут справиться с главной проблемой — непредсказуемыми колебаниями мощности — и взять на себя обеспечение базисной нагрузки. Подобные

проекты вносят, несомненно, важный вклад в процесс интеграции альтернативной энергетики в энергетическую систему и в обеспечение стабильности сетей и электроснабжения ФРГ, однако пока они имеют единичный характер и сопряжены с большими расходами.

Уже зимой 2011-2012 гг. сложилась крайне напряженная и отчасти опасная ситуация: в морозные дни энергосистема не раз оказывалась на грани блэкаута, и лишь использование резервных мощностей позволяло избежать аварии, и внезапного отключения электроэнергии. Заметные отключения происходили в декабре 2011 и в феврале 2012 гг.; всего же за 2011 г. Федеральное сетевое агентство зафиксировало - 206 637 случаев кратковременного нарушения электроснабжения, однако можно лишь предполагать, сколько же произошло отключений, продолжавшихся менее трех минут и, соответственно, не учтенных агентством. Участвовавшие случаи таких отключений вызвали обеспокоенность представителей промышленности: для индустрии они означают нарушение сложных производственных процессов и финансовые потери; рост издержек и смещение сроков поставки крайне невыгодно сказывались на германских предприятиях-экспортерах.

Гамбургский институт мировой экономики (HWWI) связывает переход на возобновляемую энергетику с возрастанием риска перепадов напряжения электросети и отключения электроэнергии и оценивает возможные потери бизнеса и домохозяйств от подобных отключений. В соответствии с расчетами гипотетическое отключение электроэнергии по всей Германии в полдень на протяжении одного часа обошлось бы в 592,7 млн. евро (374,7 млн. евро для бизнеса и 218 млн. для домохозяйств). Подобное отключение в Берлине будет стоить 22,7 млн. евро, в Мюнхене — 16 млн. евро. Отключение в 2011 г. сразу нескольких атомных станций на промышленном юге ФРГ, а также стремительное увеличение зависимости производства электроэнергии от «зеленой» энергетики вызвало обеспокоенность операторов сетей, которые по договоренности с Федеральным сетевым агентством зимой 2013/2014 г. увеличили свои резервные мощности до 2540 МВт. Согласно результатам совместного анализа компаний-операторов и агентства грядущей зимой 2014/2015 г. понадобятся резервные мощности в 3091 МВт, 2015/2016 г. — 6000 МВт, а 2017/2018 г. — 7000 МВт.

8. Производство электроэнергии в энергобалансе ФРГ за счет первичных энергоресурсов в период за 2013-2016 г.

С января 2013 года условия на рынке торговли выбросами в Европе меняются, доля бесплатных квот сокращается, однако их избыточное предложение, а значит и низкая стоимость, сохранятся.

Дополнительным фактором, увеличившим поток американских углей на европейский рынок, послужило ослабление спроса на этот ресурс в Китае, на фоне замедления темпов развития его экономики. В результате, уголь из Америки не только потеснил других европейских поставщиков, будучи конкурентным по цене, но в немалой степени повлиял и на газовый рынок ЕС.

Благодаря таким ценовым различиям, с конца 2010 года прибыльность газовой генерации в Европе неуклонно снижается, а угольной – растет.

В такой ситуации выбор энергетиков в пользу угля очевиден: в Германии угольная генерация выросла в первой половине 2012 года на 8%, в Великобритании на 35%, а в Испании – на 65%. Более того, среднесрочные расчеты европейских компаний не предполагают принципиального изменения ситуации в ближайшие годы. Еврокомиссия предлагает пересмотреть цели ЕС по сокращению выбросов парниковых газов до 30% с прежних 20% к 2020 г. и на 40% - к 2030 г., что явно противоречит нынешнему развороту европейских потребителей в сторону угля.

Источник: energy-charts.de (Fraunhofer ISE)

Выводы:

Угольная регенерация, по всей видимости, окажется краткосрочным явлением.

В ближайшее время ожидается запуск заводов по сжижению газа в США, с операторами которых уже заключены договоры на поставку СПГ с 2017 г. Природоохранное законодательство постепенно ужесточается: к концу 2015 г. были закрыты электростанции, не удовлетворяющие требованиям директивы о крупных ТЭС, а с начала 2016 года начинает действовать еще более жесткая директива о выбросах промышленных предприятий. Помимо прочего, Еврокомиссия предлагает ввести с 2021 г. механизм резервирования квот, что позволит ограничить их предложение. Более того, избыточное предложение квот сокращается естественным путем, что уже сейчас приводит к постепенной коррекции цен. Однако существует вероятность того, что Германия в сложившейся непростой ситуации, в которую по сути сама себя и загнала, будет пролонгировать, а также вносить коррективы в «Энергетическую концепцию 2050», где будут оговариваться и отодвигаться сроки остановки всех существующих на территории страны АЭС (без большей части которых, Германия уже сегодня, испытывает дефицит электроэнергии, а прокладка ЛЭП для соединения юга страны с северными ветропарками, требует значительного времени и инвестиций).

До тех пор, пока не будет построена соответствующая инфраструктура, позволяющая справляться с переизбытком/дефицитом электроэнергии, а также созданы аккумулирующие технологии, позволяющие в больших объемах хранить излишки электроэнергии, Германия будет сохранять острую зависимость от импорта энергоресурсов.

Список использованной литературы:

1. Coal or natural gas – The XXI-ST Century energy alternative В.М. Vorobjev
 2. www.bmwi.de (Erneuerbare Energien in Zahlen)
 3. www.energytransition.de
 4. <http://www.iea.org/media/workshops/2013/futurechallenges/9ackermann.pdf> (дата обращения 05.06.2015)
 5. AGEE-Stat, 2013. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Дата обновления 14.12.2014. <http://www.energiestiftung.ch/files/downloads/energiethemen-erneuerbareenergien/zeitreihen-zur-entwicklungder-erneuerbaren-energien-in-deutschland.pdf> (дата обращения 5.06.2015)
 6. А.С. Сахаров, А.В. Жаворонок – Развитие альтернативной энергетики Германии
 7. Развитие альтернативной энергетики в мире и России 2015 г. (спецвыпуск)
- Лихачев В. Германия: споры о будущем. «Мировая энергетика», 2007, №8. – С. 64.
8. Das aktuelle Energieprogramm für die anstehende Legislaturperiode. Rede des Bundesministers Rainer Brüderli anlässlich der 17. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2010 in Berlin/ <http://www.bmwi.de>
 9. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28 September 2010. BMWi, Berlin, 2010, S. 4, 15
 10. С.В. Седых - Новая энергетическая стратегия ФРГ (ВАК 08.00.14)
 11. Шувалова О.В. – Особенности развития альтернативной энергетики Германии (УДК 338.4)
 12. Fact Book RWE Innogy GmbH April 2015
 13. Energieprognose Deutschland 2016–2040 by ExxonMobil 2016
 14. CO2 emissions from fuel combustion statistics, 2016 IEA
 15. Energy Technology Perspectives, 2015 IEA
 16. Key Coal Trends Excerpt from : Coal information, 2016 IEA
 17. Key Renewables Trends Excerpt from : Renewables information, 2016 IEA
 18. Key world energy statistics, 2016 IEA
 19. Energy efficiency Market Report, 2015 IEA
 20. Network Issues in Germany under the Energiewende 2013
 21. Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy, 2014 IEA
 22. World OutlookEnergy 2015 IEA
 23. <https://www.energy-charts.de/>
 24. <https://www.rwe.com/web/cms/de/76904/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/>
 25. <http://portal-energo.ru/articles/details/id/751>
 26. <http://energytransition.de/2013/03/ru/>
 27. Р.С. Гринберг, А.В. Зверев - Современная Германия: Экономика и политика 2015 г. (под редакцией В.Б.Белова)

Хачиев Г.А.

Статистика как инструмент конкуренции на мировых рынках углеводородов

Основными источниками статистической информации о состоянии и развитии мировых рынков углеводородов являются, как известно, ежегодные обзоры, бюллетени, публикуемые в печатной и/или онлайн версиях на английском языке Международным энергетическим агентством (Key World Energy Statistics, Oil Information, Natural Gas Information), Организацией стран-экспортёров нефти (OPEC Annual Statistical Bulletin), Управлением энергетической информации США (International Energy Statistics), британской компанией BP (BP Statistical Review of World Energy), итальянской компанией ENI (ENI World Oil&Gas Review), французской компанией Enerdata (Global Energy Statistics Yearbook) и некоторыми другими представителями глобального нефтегазового сообщества. Из числа ежегодников по мировой индустрии углеводородов, издаваемых на русском языке, можно упомянуть справочно-информационный обзор «Нефтегазовая промышленность мира» ВНИИЗарубежГеологии, онлайн приложение компании Enerdata «Мировая энергетическая статистика» и пражский «Мировой нефтегазовый альманах».

Сравнение приводимых в разных ежегодниках данных о доказанных запасах углеводородного сырья по состоянию на одну и ту же дату или объёмов его добычи (переработки, трансграничных поставок) за один и тот же период показывает, что эти величины зачастую существенно отличаются друг от друга.

Так, например, в таблицах, отражающих доказанные запасы нефти, их объёмы на начало 2016 г. в млрд. барр. в ежегодниках BP и OPEC варьируют по всему миру от 1.898 до 1.492, по России – от 102,4 до 80, по США – от 55 до 36,4. Ещё больший диапазон различий характерен для данных этих ежегодников о доказанных запасах природного газа в трлн. м³: по России они варьируют от 32,3 до 49,5, по Туркменистану – от 17,5 до 9,9.

В таблицах, отражающих добычу нефти в 2015 г., её суточные объёмы в млн. барр. в ежегодниках BP и OPEC варьируют по США от 12,7 до 13,6, по Саудовской Аравии – от 12 до 10,2, а объёмы в млн. т в год в ежегодниках BP и Enerdata варьируют по США от 567 до 555, а по России – от 541 до 532. Различия в цифрах влияют на последовательность стран в тройке мировых лидеров нефтедобычи: если в ежегодниках BP, IEA и Enerdata на первом месте Саудовская Аравия, на втором – США, на третьем – Россия, то ежегодник OPEC отдал первое место США, второе – России, третье – Саудовской Аравии. Аналогичная ситуация – по данным о добыче газа: его объёмы в трлн. м³ в ежегодниках BP и Enerdata варьируют по России от 573 до 650, по Ирану – от 192 до 177, по Туркменистану – от 72 до 91.

При всех отмеченных расхождениях и несоответствиях, упомянутые зарубежные ежегодники являются ценными источниками информации об углеводородах в мире, его географических регионах и странах. Для представителей нефтегазового сообщества важно и то, что содержание электронных версий большинства этих ежегодников в Интернете открыто для всех, а за просмотр и распечатку не установлена плата.

Расхождения в цифрах, отражающих ключевые параметры ресурсного потенциала и продукции глобальной нефтегазовой отрасли, отчасти могут быть объяснены:

- а) несхожестью методик подсчета данных, различиями в том, что понимают составители ежегодников под нефтью (включают или не включают они в запасы и добычу «чёрного золота» газоконденсат, нефть из битуминозных песков, сланцевую, тяжелую нефть);
- б) различиями в состоянии природного газа (давлении, температуре), учетом или неучетом в данных о его добыче объемов, закачиваемых в пласт, сжигаемых на промыслах;
- в) тем, что ряд сведений ежегодников за последний год являются предварительными и в последующих изданиях они корректируются по факту.

Содержащиеся в предисловиях к ежегодникам ссылки на применение составителями таблиц передовых методов анализа, комбинирования, сведения воедино исходной информации из разных источников и на предварительный, оценочный характер некоторых данных (особенно по добыче) создают условия для их существенной корректировки. В том числе с намерением повлиять на расстановку тех или иных стран в мировой таблице о рангах, усилить или, наоборот ослабить их конкурентные позиции.

Если расхождения между величинами одного и того показателя (по одной и той же стране, по состоянию на одну и ту же дату или же за один и тот же период) на несколько или даже на один десяток процентов ещё можно объяснить отличиями в методиках подсчёта, то расхождения в разы порождают сомнения в достоверности столь сильно изменённых данных.

Подобного рода сомнения возникают, например, в связи с разницей в оценке объёмов достоверных запасов природного газа ежегодниками ВР и ОПЕК по Бангладеш в три раза, по Малайзии – более чем в два, а по Туркменистану – почти в два раза, по России и Узбекистану – в полтора раза. Попутно отметим, что ежегодник ВР – единственный из известных источников международной статистики углеводородов, не удостоивший Россию первенства по доказанным запасам природного газа; во всех, без исключения, остальных источниках, в том числе в ежегодных обзорах ENI, IEA, ОПЕК именно ей отведена роль лидера по обеспеченности «голубым топливом».

Часть недостоверной информации, впоследствии отражаемой международной статистикой углеводородов, поступает со стороны стран, чьи ответственные чиновники и аналитики намеренно приводят заниженные или, напротив, завышенные данные об объёмах национальных запасов углеводородов. В первом случае – чтобы создать впечатление невозможности увеличить добычу, поставки странам–импортерам и, тем самым, повлиять на рост их цен. Во втором случае – чтобы убедить иностранных партнёров вкладывать больше средств в разведку, освоение месторождений, в прокладку новых магистральных трубопроводов, и, тем самым, усилить конкуренцию между инвесторами, добиться более выгодных для своей страны договорённостей.

Наряду с прагматичными соображениями, на «улучшение» показателей статистики углеводородов влияют и соображения престижа. В частности, желание видеть свою страну лидером или одним из мировых, региональных лидеров, обладателем приза в определенной нефтегазовой номинации, в авангарде или среди крупнейших обладателей запасов (продуцентов, экспортеров) углеводородов, поскольку это – гордость, высокие рейтинги, котировки.

Усилению конкуренции на мировых рынках углеводородов в немалой мере способствуют происходящие время от времени вбросы в информационное пространство явно сенсационных сведений. Такие сведения кажутся особенно правдоподобными, когда исходят от солидных аналитических структур. – Как известно, летом 2016 г. норвежское агентство Rystad Energy опубликовало сведения, согласно которым запасы извлекаемой нефти в недрах США составляют 264 млрд. барр. Это не только впятеро больше доказанных запасов нефти в стране, указанных в последнем ежегоднике ВР (55 млрд. барр.), и вшестеро больше оценки ОПЕК (36,4 млрд. барр.), но и, по информации агентства, больше извлекаемых запасов нефти в Саудовской Аравии (212 млрд. барр.). Очевидно, что эти сведения – без ссылки на методику подсчёта извлекаемых запасов и комментария о том, что добывать североамериканскую нефть намного сложнее и дороже, чем аравийскую нефть (не говоря уже о существенной разнице в их качестве) – повлияли на представления части мирового сообщества о конкурентных позициях США в группе крупнейших стран–обладательниц «чёрного золота».

Говоря о конкуренции на мировых рынках углеводородов, стоит сказать и о конкуренции среди самих статистических ежегодников, характеризующих их ключевые параметры и географию – конкуренции за статус наиболее востребованного, исчерпывающего по числу

показателей, самого полного по перечню стран и регионов, наглядного и удобного для пользователей источника панорамной информации о глобальной индустрии углеводородов. России и других стран СНГ в этой конкуренции нет, ибо новые версии единственного на постсоветском пространстве (насколько известно автору) ежегодника по глобальной индустрии углеводородов – обзора «Нефтегазовая промышленность мира», издаваемого ВНИИЗарубежГеологии –доступны и просматриваются в Интернете в несравнимо меньшей мере, чем ежегодники IEA, EIA BP, ENI, ОПЕС и онлайн приложение Enerdata «Мировая энергетическая статистика».

Между тем, важность иметь свой – доступный, импортозамещающий, конкурентный – аналог зарубежных ежегодников по мировой индустрии углеводородов для страны, входящей в число мировых лидеров по добыче, переработке, экспорту нефти и продуктов её переработки, по запасам, добыче и экспорту природного газа, очевидна. Такой аналог привлёк бы внимание заинтересованной аудитории пользователей, как в самой России, так и в других странах СНГ. В том числе:

- специалистов компаний и учреждений нефтегазовой отрасли, стремящихся пополнить свой кругозор знанием ключевых параметров этой отрасли в мире, его географических регионах и странах;
- преподавателей профилирующих кафедр и студентов высших учебных заведений, в которых изучают нефтяную и газовую промышленность за рубежом, мировую экономику и другие близкие к ним по тематике учебные дисциплины;
- журналистов–международников, освещающих нефтегазовые проблемы, а потому заинтересованных в доступе к различным сведениям по ним.

С учётом ещё более многочисленной аудитории тех, кто, не будучи экспертами и другими представителями нефтегазового сообщества, интересуются ситуацией на мировых рынках углеводородов, вопросами глобальной экономики и мировой энергетики, очевидна необходимость издания не только статистического, но и популярного, онлайн доступного нефтегазового ежегодника. Базируясь на выверенных данных международной статистики углеводородов, не вникая в научные аспекты, в вопросы техники и технологии и не претендуя на исчерпывающую характеристику мировой нефтегазовой отрасли, такой ежегодник давал бы общее представление о состоянии, развитии и других аспекта этой ключевой отрасли глобальной энергетики – причём, не только о запасах, добыче, потреблении, переработке и трансграничных поставках углеводородов (как это характерно для зарубежных ежегодников), но и об их роли в глобальной и национальных экономиках, и о таких важных секторах отрасли, как нефтесервис, трубопроводы, танкерный флот. Сгруппированные в таблицах данные, ранжированные в порядке убывания, были бы снабжены сопроводительным текстом, проиллюстрированы географическими картами, диаграммами, что позволило бы предложить многочисленным представителям русскоязычного нефтегазового сообщества удобную для восприятия информацию.

Список использованной литературы:

1. Нефтегазовая отрасль мировой экономики. – Прага, Prague Development Center. 2010.
2. Глобальный нефтегазовый комплекс и Чешская Республика. Прага, 2011.
2. Svět ropy a plynu v tabulkách a v mapách. – Praha, 2013.
2. Мировой нефтегазовый альманах. – Прага, 2015.

Факторы неопределенности в развитии мировых энергетических рынков**1. Ранжирование трендов развития мировых энергетических рынков**

На энергетических рынках происходят глубокие изменения, вызванные сочетанием ряда факторов, имеющих различную природу. Эти перемены отражаются на аспектах функционирования данного рынка и кардинально меняют условия работы его игроков и роль государства.

Одной из жизненных констант является непрерывное изменение, другой – энергия. Способность понимать и воспринимать мировые тренды позволяет предвидеть, в каком количестве, качестве и соотношении мир будет нуждаться в энергии в будущем.

Направление развития современной энергетики формируется под влиянием множества факторов. Мы можем выделить ключевые среди них, которые определяют архитектуру мировых энергетических рынков до 2040 года. На основе изучения прогнозов и исследований IEA, ИНЭИ РАН, International Gas Union, EIA, Bloomberg, компаний BP, ExxonMobil нами были выделены и проранжированы основные мировые тренды (таблица 1). Интегральная оценка возможности тренда изменить ход развития мировых энергетических рынков проводилась на основе трех шкал оценок:

- Степень влияния (1 - слабая, 10 - сильная);
- Временной период - продолжительность воздействия тренда в рассматриваемый период (краткосрочный - 1, среднесрочный - 2, долгосрочный - 3);
- Степень неопределенности тренда (1 - 1 возможное направление, 2 - 2 возможных направления, 3 - ограниченное число направлений, 4 - неограниченные направления развития).

В процессе изучения прогнозов международных организаций следует учитывать, что в большинстве даются «хорошие» прогнозы, где исключены политические и военные конфликты, региональные кризисы (в частности – усиливающаяся нестабильность на Ближнем Востоке), политика изоляционизма и наличие многочисленных барьеров для международного сотрудничества. Также, когда давались основные прогнозы, не учитывались результаты «Брекзита», которые поспособствуют перераспределению акцентов на глобальном энергетическом рынке.

Таблица 1.**Ранжирование мировых трендов**

Описание тренда	Степень влияния	Степень неопределенности	Временной период	Суммарный балл
Создание новых технологий и совершенствование уже существующих	9	4	3	108
Растущий геополитический риск	9	4	2	72
Изменение психологии потребителя	7	4	2	56
Дивергентные тренды экономического развития отдельных	7	2	3	42

стран и регионов				
Усиление межтопливной конкуренции, главным образом, в сфере электрогенерации	6	2	3	36
Продолжение мировой электрификации	6	2	3	36
Переход к низкоуглеродной энергетике	8	2	2	32
Растущая конкуренция между поставщиками энергоресурсов	5	2	3	30
Повышение цен квот на выбросы CO ₂	7	2	2	28
Замедление темпов роста мировой экономики	8	1	3	24
Растущая энергоэффективность и снижающаяся энергоемкость производства	8	1	3	24
Реорганизация оптового рынка газа в отдельных регионах	6	2	2	24
Рост населения	7	1	3	21
Урбанизация	7	1	3	21
Растущий уровень жизни населения	6	1	3	18
Ограничение монопольного влияния со стороны крупных энергетических компаний в некоторых регионах	6	3	1	18

Источник: составлено авторами на основе прогнозов и исследований IEA, ИНЭИ РАН, International Gas Union, EIA, Bloomberg, BP, ExxonMobil.

Замедление мировой экономики сочетается с ростом удельного веса Азии, резким увеличением разброса динамики ВВП по странам и торможением прежних лидеров - замедление Китая, текущие кризисы в Бразилии, России и ЮАР.

Все чаще страны ставят в приоритет экологию и энергобезопасность, что определяет вектор снижения зависимости от углеводородов. Скорость перехода к низкоуглеродной энергетике – один из ключевых источников влияния и неопределенности при построении прогноза.

Смена правил функционирования рынков трансформирует приоритеты и стратегии нефтегазового бизнеса:

- Вертикальная интеграция перестает быть основой успешного бизнеса в некоторых регионах;
- Изменение правил торговли и основополагающих принципов;
- Регулирование – смена идеологии бизнеса на либерализованных рынках.

Мировой спрос на энергию в 2040 году прогнозируется на 30,5 % выше по сравнению с значением 2014 года. Более чем половина ожидаемого прироста приходится на нужды электрогенерации в силу того, что продолжается тренд мировой электрификации. Электрогенерация является тем сектором, где ярко проявляется межтопливная конкуренция, что способствует эволюции мирового энергобаланса.

В прогнозный период природный газ будет лидером по объемам абсолютного прироста потребления среди всех энергоресурсов: средние ежегодные темпы прироста мирового спроса на газ оцениваются в 1,5% до 2040 года. (Рисунок 1), что значительно ниже в сравнении с 2,3% в последние 25 лет. Но несмотря на замедление темпов роста потребления газа, его доля в мировом энергобалансе может вырасти с 21% до 24% к 2040 г.

Рисунок 1. Прирост потребления первичной энергии по видам топлива до 2040 года.

Источник: Exxon Mobil, The Outlook for Energy: A View to 2040, 2016 edition.

Энергетические балансы регионов в анализируемый период становятся более диверсифицированными, особенно в странах ОЭСР, где наибольший прирост энергопотребления будет наблюдаться на ВИЭ и газ. 76% прироста потребления природного газа приходится на страны, не входящие в ОЭСР, главным образом, Индию и Китай, а также Ближний Восток. Значительный рост потребления всех энергоресурсов, в особенности угля, а также стремительный прирост доли атомной энергетики ожидается в развивающейся Азии.

2. Эпоха неопределенности на рынках природного газа.

Глобальный энергетический рынок теперь функционирует в новых условиях: что несут технологические достижения и регулирование в области изменения климата?

Особое внимание в данной статье мы уделяем анализу развития рынков природного газа. Из проранжированных трендов следуют неопределенности, способные значительно повлиять на направление развития газовых рынков:

Через новые технологии – к новым моделям рынка.

Технологии отличает высокая степень влияния на энергетический рынок при росте фактора неопределённости. Быстрое развитие технологий меняет приоритеты как на стороне производства, так и на стороне потребления. Сектора потребления становятся всё более диверсифицированными благодаря новым решениям и расширению доступности энергоресурсов.

Освоение нетрадиционных ресурсов нефти и газа обеспечило расширение ресурсной базы и повышение эффективности их добычи, что привело к значительным изменениям конъюнктуры энергетических рынков. В большинстве случаев стоимость освоения нетрадиционных ресурсов остается выше по сравнению с традиционной технологией, а также требует государственной поддержки для расширения своей доли на рынке. Вдобавок в большинстве стран часть основных фондов (сегодняшние электростанции, сооружения, заводы, транспортные средства и инфраструктура энергоснабжения) обладает длинным жизненным циклом, поэтому процесс обновления и замены происходит достаточно медленно. Это обуславливает значительную инерционность, даже если темп изменений ускоряется мерами по модернизации сооружений, росту энергоэффективности и более раннему выводу из эксплуатации некоторых основных средств.

Влияние технологических достижений крайне непредсказуемо. В большинстве случаев требуется много лет для перехода от научной лаборатории к масштабному коммерческому использованию.

Однако нарастает потенциал новых технологий в электроэнергетике: накопление электроэнергии на базе аккумуляторных батарей, системы интеллектуального учета и «умные» сети. Они заметно улучшают режимы использования ВИЭ, а также в перспективе способны дать импульс дальнейшему развитию децентрализованной энергетики.

Концепция развития новой электроэнергетики будет стремиться к максимальной гибкости, оперативности изменения режимов работы и расширению технических возможностей по адаптивности сети к перемене состава генерирующих источников и потребителей, что будет результатом синергии следующих технологических прорывов:

- Снижение стоимости и повышение производительности технологий возобновляемой энергетики и когенерации малой мощности;
- Существенное удешевление и массовое распространение стационарных и мобильных технологий накопления электроэнергии на базе аккумуляторных батарей, что обеспечит управляемую выдачу мощности от возобновляемых источников с неравномерной выработкой (ветровые и солнечные электростанции) с учетом потребностей энергосистемы. Таким образом, будет оптимизирована загрузка генерирующих и сетевых активов;
- Новые принципы управления энергосистемами и организации рыночных операций на базе новых информационных технологий, которые позволят оперативно принимать решения об изменении нагрузки с учетом текущей балансовой ситуации в энергосистеме и ценовой ситуации на рынке.¹³⁸

¹³⁸ Прогноз развития энергетики мира и России 2016 АНО ИНЭИ РАН - «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации», Москва, 2016.

Снижающаяся энергоемкость производства.

В период 2010-2014 гг. заметно уменьшилась корреляция между ростом ВВП и мировым спросом на энергию, а в США и ЕС сократилось потребление энергии при росте уровня ВВП (рисунок 2). Мировая энергоемкость производства будет в среднем ежегодно снижаться на 2,1% до 2035 года по сравнению с 1,5% в последние 20 лет.¹³⁹ Значительный вклад в этот мировой тренд вносит продолжающееся снижение энергоемкости китайской экономики, что отражает растущую энергоэффективность и меняющуюся модель экономического роста страны.

Немецкий эколог и публицист Ральф Фюкс заявляет в своей книге «Зеленая революция», что экономический рост в рамках прежней модели вскоре станет недостижимым даже в развитых странах, так как земная экология не в силах удовлетворить растущие потребности населения. При этом дело не в недостатке ресурсов, а в их перерасходе.

Спасение Ральф Фюкс видит в зеленой революции, где пытается примирить капитализм с его духом бесконечной экспансии и «зеленые» представления о том, что в ограниченном мире не может быть бесконечного роста. Требуется такая модель организации экономики, в рамках которой планета смогла бы вынести стремительный рост благосостояния в развивающихся странах и их конвергенцию с развитыми по уровню потребления.¹⁴⁰

По его мнению, экономическое возрождение Европы возможно через лидерство в зеленой промышленной революции, где произойдет переход от промышленной эпохи, основанной на углеводородах, к экологичному способу производства. Главным источником энергии станет Солнце, здания превратятся в профицитные мини-электростанции, а население пересядет на велосипеды и электромобили.

Рисунок 2. Динамика ВВП и спроса на энергию по отдельным регионам в 2010-2014 гг.

Источник: IEA, World Energy Outlook, 2016 edition.

¹³⁹ BP Energy Outlook, 2016 edition.

¹⁴⁰ Грозовский Б. Тупиковая ветвь: чем зеленая революция грозит российской экономике URL: <http://www.forbes.ru/mneniya-column/gosplan/308185-tupikovaya-vetv-chem-zelenaya-revolutsiya-grozit-rossiiskoi-ekonomike>

Политика с оплатой выбросов CO₂.

Газ сможет значительно потеснить уголь в электрогенерации в случае резкого повышения квот на выбросы CO₂ в рамках плана ЕС по снижению выбросов. Стоимость квот на выбросы CO₂ остается на исторически низких уровнях, несмотря на усилия Еврокомиссии (рисунок 3).

Рисунок 3. Стоимость квот на выбросы CO₂ на бирже ICE Exchange

Источник: ICE Exchange

Чтобы оказывать эффективное влияние на рынок, цены квот на выбросы CO₂ должны достигнуть уровня 40–50 евро/т. Других предложений по реформированию EU ETS до конца 2020 года не ожидается. Только после 2021 года предлагается реализовать комплекс мер по реформированию Европейской системы торговли квотами.

Востребованность газа в электроэнергетике и перспективы развития энергии из ВИЭ при сокращении их субсидирования.

Наиболее важное применение газа — в электроэнергетике, где он всегда имел высокую привлекательность за счет компактности и дешевизны установок, высокой скорости строительства и наиболее низких среди ископаемых видов топлив показателей выбросов CO₂. Предполагается, что в период 2014–2040 гг. использование газа в электроэнергетике вырастет на 65 % (рисунок 4), при этом доля газа в структуре выработки увеличится с 22 до 23 %.

Рост общих объемов производства будет происходить, главным образом, за счет увеличения использования самой электроэнергии, а увеличению доли газа будет способствовать существенное снижение доли угля и нефтепродуктов.

Средний ежегодный прирост мирового спроса на электроэнергию до 2040 года оценивается в 2,2% в год, где основными драйверами роста будут страны развивающейся Азии, Ближний Восток и Африка (около 78% всего прироста).

В зависимости от региона роль газа в электроэнергетике будет сильно различаться под влиянием формирующихся региональных цен на газ и, соответственно, конкурентоспособности газовой генерации.

В краткосрочной перспективе переход с угля на газ выразится конкуренцией существующих мощностей, основанной на сравнительной стоимости генерации электроэнергии из разных видов топлива. Особенно уместен он будет в системах со свободными генерирующими мощностями и при малой разнице в цене угля и газа. В

долгосрочной перспективе будут осуществляться инвестиции, которые поменяют соотношение энергоустановок, работающих на газе и угле.

Рисунок 4. Мировой спрос на газ по секторам в 2014 и 2040 гг., трлн. куб. м.

Источник: IEA, World Energy Outlook, 2016 edition.

К 2040 году ожидается значительная декарбонизация в структуре производства электроэнергии (рисунок 5).

Выработка энергии из угля является главным источником выбросов CO₂. На примере США лучшим решением сейчас может быть природный газ. Независимое агентство в составе федеральной статистической системы США EIA установило, что удалось избежать около 1,6 млрд. т. выбросов CO₂ в период 2005-2013 гг., где более 60% снижения обеспечивалось замещением угля и нефти природным газом, менее 40% - безуглеродными источниками энергии, в частности ВИЭ. Расширение использования природного газа позволяет избежать вопроса прерывистой генерации энергии и вырабатывать до 60% меньше CO₂ по сравнению с углем в электрогенерации.

Потребителям приходится переплачивать за «чистую» энергию, традиционные производители жалуются на административное вытеснение с рынка. Однако Ральф Фюкс констатирует, что сейчас цены не отражают экологическую информацию. Если бы в цене угля содержались все затраты, связанные с устранением последствий его сжигания, уголь уже стал бы самым дорогим топливом. Но природа, отмечает немецкий эколог, не выставляет счетов.¹⁴¹

Анализ перспектив развития электроэнергетики Европы показывает, что газ будет преимущественно использоваться как топливо для прохождения пиковых нагрузок, а газовые электростанции будут работать на относительно низком уровне загрузки, где главной причиной является межтопливная конкуренция. При этом в данном секторе есть потенциал для небольшого роста объемов потребления и его выхода на предкризисный уровень.

Основным конкурентом газа на электроэнергетическом рынке ЕС будут новые вводимые мощности ВИЭ. Государственная поддержка и энергополитика остаются

¹⁴¹ Грозовский Б. Тупиковая ветвь: чем зеленая революция грозит российской экономике URL: <http://www.forbes.ru/mneniya-column/gosplan/308185-tupikovaya-vetv-chem-zelenaya-revolutsiya-grozit-rossiiskoi-ekonomike>

ключевыми стимулами развития ВИЭ, которые даже не в лучших конкурентных условиях уверенно наращивают долю на рынках. Стремительному росту способствует ожидаемое снижение издержек. Несмотря на то, что основной потенциал сокращения себестоимости уже исчерпан, предполагается снижение затрат на производство ветровой и солнечной энергии на 25% и 40% соответственно в предстоящие 20 лет.

В качестве рекордов в области использования возобновляемой энергетики в 2014-2015 гг. можно привести Германию, которая около 78% электричества в один из дней получала из ВИЭ. В Шотландии за 2014 год ветровые станции покрыли 98% потребностей в электроэнергии домохозяйств, солнечная энергетика – 60% потребностей в горячей воде.

Рисунок 5. Соотношение источников электроэнергии в мире в 2014 и 2040 гг.

Источник: IEA, World Energy Outlook, 2016 edition.

Однако для продолжения субсидирования ВИЭ требуется введение дополнительной платы за мощности газовых станций. Если проводить расчеты для конкурентного рынка (без преференций для какого-либо энергоресурса), то в большинстве регионов технологии получения электроэнергии на основе солнца и ветра пока уступают по привлекательности традиционной тепловой генерации. Также следует отметить, что ввод объектов ВИЭ требует дополнительных системных затрат на резервирование и интеграцию энергоустановок, которые оцениваются в 15-20% от стоимости генерации на базе ВИЭ.

В рыночной сфере проблемы, обусловленные развитием нетрадиционной энергетики, связаны в первую очередь с тем, что поступающая на спотовый рынок во все больших объемах дешевая (для ВИЭ — с почти нулевыми переменными издержками) электроэнергия приводит к фундаментальным искажениям рыночного равновесия, которые проявляются в учащающихся периодах крайне низких, нулевых или даже отрицательных цен. Это ведет к неуклонному снижению цен на электроэнергию на большинстве европейских и североамериканских оптовых торговых площадок, не создавая устойчивых рыночных сигналов для инвестиций.¹⁴²

¹⁴² Прогноз развития энергетики мира и России 2016 АНО ИНЭИ РАН - «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации», Москва, 2016.

Брекзит: «черный лебедь» для энергетики ЕС.

Итоги британского референдума о выходе из ЕС взволновали энергетическую отрасль, и её участники готовятся к одному из двух главных сценариев. «Мягкий выход» подразумевает, что Великобритания останется в едином рынке и примет большинство его законов. В свою очередь, «жесткий выход» будет означать выход Великобритании из единого рынка, что станет ударом для европейской политики в области энергетики и изменения климата. Свободное передвижение энергии между Великобританией и ЕС может пострадать, если Великобритания не согласится в будущем внедрять новые общие для ЕС правила для рынка электроэнергии и газа. Данное обстоятельство, а также возможная потеря доверия инвесторов и снижение инвестиций в новую инфраструктуру могут привести к повышению цен для потребителей. Также Брексит привнес неопределенность относительно будущих инвестиций в инфраструктуру Великобритании. Эммануел Брутен, глава отдела европейских вопросов в британской компании-операторе энергосетей Нейшнл Грид, отмечает: «Так как референдум ставит участие Великобритании во внутреннем рынке энергии под вопрос, он является фактором неопределенности и в принятии решения о судьбе энергомоста». «Новые энергомосты, связывающие Великобританию с Бельгией и Норвегией, были одобрены в прошлом году и в настоящее время ведется их строительство», сказал Брутен. Окончательное решение по инвестициям в энергомосты с Францией и Данией будет принято в следующем году, есть большой смысл в их сооружении, ввиду сложившейся на рынке ценовой разницы Британии с Францией и Данией.¹⁴³

Таким образом, влияние на ход развития газовых рынков будет разнонаправленным. С одной стороны, укреплению позиций природного газа будут способствовать тенденции роста мировой экономики, климатической политики и замещения угля в энергобалансе. С другой стороны, негативное влияние на перспективы использования природного газа в сегментах с существенным потенциалом роста, главным образом, будет оказывать улучшение энергоэффективности, снижение энергоемкости, динамичное развитие энергии из возобновляемых источников, атомной энергетики, трансформация потребления в некоторых секторах за счет энергетической политики, стратегии энергобезопасности государств и мировой электрификации.

В результате дальнейших структурных сдвигов на мировых энергетических рынках природный газ сделает большой шаг за счет его глобализационного ресурса.

В этих условиях непрерывных изменений на энергетических рынках международным энергетическим компаниям необходимо тщательно отслеживать и анализировать происходящее для того, чтобы своевременно и адекватно реагировать, гибко трансформируя свою стратегию.

Список использованной литературы:

1. Exxon Mobil, The Outlook for Energy: A View to 2040, 2016 edition.
2. BP Energy Outlook, 2016 edition.
3. U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2016 With Projections to 2040, Washington 2016 edition.

¹⁴³ Валстад А. Энергетический сектор надеется на «мягкую посадку» после Брексита URL: <http://neftianka.ru/brexidandenergy>.

4. IEA, Key Natural Gas Trends Excerpt from: Natural Gas Information, 2016 edition.
5. IEA, Key world energy statistics, 2016 edition.
6. IEA, World Energy Outlook, 2016 edition.
7. IEA, World Energy Outlook Special Report Energy and Air Pollution, 2016 edition.
8. IEA, Key world energy trends Excerpt from: World Energy Balances, new release, 2016 edition.
9. ACER European Gas Target Model review and update Agency for the Cooperation of Energy Regulators, January 2015.
10. Bloomberg New Energy Finance, IRENA database.
11. IGU, Global Gas Markets Supporting Growth and Sustainability, 2016 edition.
12. Мельникова С.И., Геллер Е.И., Митрова Т.А., Кулагин В.А. / ГАЗОВЫЙ РЫНОК ЕС: эпоха реформ// ИНЭИ РАН-НИУ ВШЭ, Москва, 2016.
13. Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды / Под ред. В.А.Кулагина, Т.А.Митровой; НИУ ВШЭ-ИНЭИ РАН, Москва, 2015.
14. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 АНО ИНЭИ РАН - «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации», Москва, 2016.
15. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года АНО ИНЭИ РАН - «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации», Москва, 2014.
16. Грозовский Б. Тупиковая ветвь: чем зеленая революция грозит российской экономике URL: <http://www.forbes.ru/mneniya-column/gosplan/308185-tupikovaya-vetv-chem-zelenaya-revolyuetsiya-grozit-rossiiskoi-ekonomike>.
17. Валстад А. Энергетический сектор надеется на «мягкую посадку» после Брекзита URL: <http://neftianka.ru/brexidandenergy>.

Об авторах

Бреннер Вячеслав Викторович – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: cheslav_renner@mail.ru

Джинсок Сун – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени Губкина, e-mail: jinsok.sung@gmail.com

Еремин Сергей Владимирович – доцент кафедры стратегического управления ТЭК Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина, к.э.н., e-mail: eremin.s@gubkin.ru

Иванов Николай Александрович – заведующий сектором «Энергетические рынки» энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов», e-mail: n_ivanov@fief.ru, ivanov0660@gmail.com

Иллерицкий Никита Игоревич – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, преподаватель Базовой кафедры РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в ИМЭМО РАН, e-mail: illernick@yandex.ru

Йорданов Симеон – аспирант кафедры стратегического управления топливно-энергетическим комплексом, Факультет международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: sgjordanov@abv.bg

Исаков Алексей Сергеевич – Начальник управления Департамента нефтегазодобычи ПАО «НК «Роснефть», соискатель кафедры СУТЭК МЭБ РГУ им. И. М. Губкина, e-mail: a_isakov@rosneft.ru

Конопляник Андрей Александрович – д.э.н., Советник Генерального директора, ООО «Газпром экспорт», профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес», Российский Государственный Университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. www.konoplyanik.ru, andrey@konoplyanik.ru, a.konoplyanik@gazpromexport.com

Кульмамирова Маржан Сериковна – Международная школа бизнеса РГУ (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина

Ли Конхви – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: syutang@mail.ru

Миловидов Константин Николаевич – профессор, и.о. зав. каф. МНГБ в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: milovidov_kn@mail.ru

Орлова Екатерина Сергеевна – старший эксперт сектора Газовые рынки Энергетического департамента Института энергетики и финансов.

Полаева Гозель Байгельдыевна – к.э.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: gozel_polayeva@mail.ru

Сафинов Канатбек Бейсенбекович – д.ю.н., профессор, Ответственный секретарь Министерства энергетики Республики Казахстан

Сеферов Аким Керимович – аспирант кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: a-s-90@ya.ru

Синицын Виктор Владимирович – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: sinitsynvv@imemo.ru

Синицын Михаил Владимирович – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: sinitsyn@imemo.ru

Студеникина Людмила Алексеевна – заместитель директора Института энергетики и геополитики России (ЭНГИН), к.э.н., доцент кафедры стратегического управления ТЭК РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Телегина Елена Александровна – член-корреспондент РАН, д.э.н., профессор, Декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Тыртышова Диана Олеговна – аспирант, ассистент кафедры стратегического управления ТЭК РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: diana.tyrtysheva@gmail.com

Федорова Виктория Андреевна – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: fedorova.v@gubkin.ru

Халова Гюльнар Османовна – д.э.н., заместитель заведующего, Кафедра мировой экономики и энергетической политики (Базовая кафедра РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в ИМЭМО РАН) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Хачиев Георгий, к.э.н, проф. Международного Пражского Университета, Республика Чехия, e-mail: garamex@seznam.cz

Шоджаи Шахабеддин – аспирант факультета Мирового энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Шорохова Екатерина Олеговна – аспирант специальности «Мировая экономика» факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: eo.shorohova@mail.ru

Штопаков Игорь Евгеньевич – к.э.н., доцент кафедры СУТЭК МЭБ РГУ им. И. М. Губкина, e-mail: shtopakov.i@gubkin.ru

Научное издание

Мировые рынки нефти и природного газа:
ужесточение конкуренции

Ответственный редактор:

Жуков Станислав Вячеславович

Материалы конференции

Подписано в печать 28.02.2017.
Формат 60×84/8. Печать офсетная.
Объем 24 п.л., 12,2 а.л. Тираж 200 экз. Заказ № 02/2017

Издательство ИМЭМО РАН
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23