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

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА: КОНКУРЕНЦИЯ И СОТРУДНИЧЕСТВО

**Под редакцией
д.э.н. С.В. Жукова**

Москва
ИМЭМО РАН
2019

УДК 338.2:339.166.2
ББК 65.5
65.422.5
Миро 64

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

Рецензенты:

кандидат экономических наук Л.А. Студеникина
доктор экономических наук В.Г. Варнавский

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

Миро 64

Мировая энергетика: конкуренция и сотрудничество / Под ред. С.В. Жукова. – М.:
ИМЭМО РАН, 2019. – 220 с.

ISBN 978-5-9535-0554-3

DOI:10.20542/978-5-9535-0554-3

В сборнике работ по результатам шестой международной молодежной конференции Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН и Факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, проведенной в апреле 2019 г., анализируются новейшие тенденции трансформации мировой экономики и энергетики. Особый интерес представляют работы специалистов ИМЭМО РАН и Базовой кафедры РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в ИМЭМО РАН по проблемам развития рынка природного газа в Европе, перестройки электроэнергетики Германии и Индии и взаимодействию национальных нефтяных компаний Латинской Америки с международными нефтяными компаниями.

Global Energy: Competition and Cooperation / Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO, 2019. – 220 p.

ISBN 978-5-9535-0554-3

DOI:10.20542/978-5-9535-0554-3

The compendium of articles presented at the sixth international conference of young scholars, organized by the Center of Energy Studies, IMEMO RAS and Faculty of International Energy Business, Gubkin Russian State University (NRU) of Oil and Gas presents analysis of the most recent tendencies in the world economy and world energy transformations. Of special interest are the articles of scholars of the Center of Energy Studies, IMEMO RAS and Gubkin Russian State University of Oil and Gas Base Chair at IMEMO, focusing on the development of natural gas market in Europe, restructuring of electricity sector in Germany and India and interaction of Latin American national oil companies with international oil companies.

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

ISBN 978-5-9535-0554-3

© ИМЭМО РАН, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

<i>Невская А.А.</i> Новая конфигурация энергетического рынка Евросоюза: последствия для российских участников	5
<i>Киселева А.И.</i> Перспективы российских долгосрочных контрактов в условиях либерализации европейского газового рынка.....	11
<i>Аникина Е.А.</i> Конкурентоспособность различных трубопроводных поставщиков газа в перспективе развития стран ЕС	18
<i>Попадьюко А.М.</i> Место природного газа в стратегии низкоуглеродной энергетики Германии	29
<i>Исаева Е.А.</i> Может ли Турция стать газовым хабом Юго-Восточной Европы?	38
<i>Киат М.И., Илюхин С.И., Оздоева А.Х.</i> Индонезийское СРП со схемой Валового Разделения как альтернатива для бизнеса на шельфе России.....	48
<i>Ко Чжуён</i> Путь к повышению конкурентоспособности стран-поставщиков сжиженного природного газа на рынки стран Северо-Восточной Азии в условиях усиливающейся конкуренции.....	58
<i>Суханов А.А., Амириан З., Язданимогадам Ф.</i> Анализ зарубежного опыта импортозамещения в энергетической сфере (на примере Исламской Республики Иран).....	66
<i>Хотимский К.В.</i> Текущее состояние импорта газа в КНР в 2014-2018 гг. и перспективы российского газа на китайском газовом рынке.....	71
<i>Авдалян Г.М.</i> Перспективы развития нефтеперерабатывающей отрасли промышленности Исламской Республики Иран.....	82
<i>Сеферов А.К., Халов О.М., Полаев Д.К.</i> Сотрудничество Прикаспийских государств по созданию нефтегазохимического кластера ..	89
<i>Абакумова М.М.</i> Проблемы и перспективы развития ВИЭ в ЕАЭС.....	94
<i>Халидов И.А.</i> Ценность информации: совершенствование методов и систем управленческого учета на базе цифровых месторождений	102
<i>Данилин Н.А.</i> Восприятие энергетической безопасности и угроз энергетической зависимости от России в Европейском союзе.....	111
<i>Голыжникова Д.Ю.</i> Текущее состояние и перспективы транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов через морские порты Российской Федерации	128

<i>Караева М.А.</i> Новые требования Международной морской организации по содержанию серы в бункерном топливе: вызовы для нефтеперерабатывающей отрасли	140
<i>Ганночка К.С., Саидов Акбарали Санжар Угли</i> Современное состояние и перспективы развития ТЭК Турции	148
<i>Дун Чжао, Орехов С.А.</i> Определение приоритетов сотрудничества России и Китая в области электроэнергетики ...	156
<i>Тургамбаев А.А., Тургамбаева А.К.</i> Энергетическая безопасность Республики Казахстан в условиях многовекторной внешней политики	160
<i>Никишина А.А., Калинина В.Э., Симонова А.И.</i> Особенности распространения влияния компаний нефтяного сектора России на международный рынок	170
<i>Юрченко Н.Ю., Навроцкая Н.А.</i> Современное состояние ТЭК Индии. Перспективы энергетического сотрудничества РФ и Индии	175
<i>Артемкина Л.Р.</i> Инвестиции в мировом ТЭК: обзор трендов и вызовов	180
<i>Аришинов Г.А.</i> Методология построения стратегических альтернатив в крупных нефтегазовых компаниях	184
<i>Крамской М.В.</i> Взаимодействие национальных нефтяных компаний Латинской Америки с международными нефтяными компаниями	194
<i>Рева А.Р.</i> Возобновляемая энергетика Индии: Финансирование и институциональное регулирование	201
<i>Костюкова К.С.</i> Основные тренды энергетической политики Японии. Политики диверсификации	209
Об авторах	217

Новая конфигурация энергетического рынка Евросоюза: последствия для российских участников

2018 г. стал во многом переломным для формирования единого европейского газового рынка, а также выстраивания новой архитектуры торговли газом между Россией и Европейским союзом (ЕС). Этому есть несколько причин.

Во-первых, по оценкам экспертов, ЕС вышел на устойчивый уровень энергопотребления, когда энергоемкость ВВП практически не растет вместе с ростом экономики. Так, после экономического кризиса начала 2010-х гг. первичное и конечное потребление энергии находилось ниже запланированного уровня согласно целям ЕС до 2020 г. (см. Рис.1).

Рисунок 1. Динамика первичного и конечного энергопотребления в ЕС относительно целевой оси согласно Стратегии 2020.

Источник: European Commission Energy Balance, May 2018

Среди факторов, влияющих на снижение энергоемкости ВВП, авторы исследования, проведенного Еврокомиссией², называют изменение структуры экономики ЕС в пользу менее энергоемких отраслей (услуги, финансовый сектор и т.п.), а также снижение энергоемкости промышленных отраслей (-16% за период 2005-2015 гг.). Кроме того, довольно заметную роль в динамике энергопотребления играет погодный фактор: долгий период теплых зим вплоть до 2015 г. способствовал формированию тренда на снижение энергопотребления в ЕС. Тем не менее при серьезных снижениях температур этот показатель снова достигал прежних значений и даже превышал их.

¹ Статья подготовлена в рамках гранта Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых (проект №МК-6258.2018.6) "Перестройка экономических связей России и Европейского союза: факторы и перспективы" в ИМЭМО РАН.

² Thomas S. Drivers of recent energy consumption trends across sectors in EU28 // European Commission. 2018. May 25. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_consumption_trends_workshop_report-september_2018.pdf

Эксперты отмечают³, что в случае если экономический рост в странах ЕС продолжится, и его темпы возрастут в ближайшие годы, темпы роста энергоемкости также увеличатся в силу отсутствия действенных рычагов для дальнейшего сдерживания этого процесса. На Рис. 2 показано, что эффект от мер по энергосбережению неуклонно падает начиная с 2011 г.

Рисунок 2. Объем сохраненной энергии благодаря энергосберегающим мерам в ЕС.

Источник: European Commission, May 2018.

Потенциал снижения энергоемкости за счет существующих норм и стандартов (в строительной и производственной сферах) во многом исчерпан, в то время как выведение процесса энергосбережения на новый уровень требует дорогостоящих масштабных мер, последствия и окупаемость которых относятся к долгосрочному периоду и потому плохо прогнозируемы. К таким мерам можно отнести обязательные новые нормативы для строительного сектора, новые правила информирования жильцов об уровне энергопотребления в режиме реального времени⁴, введение новых правил гибкого регулирования рынка электроэнергии и внедрение стимулов для максимального использования энергии из возобновляемых источников. Для принятия и реализации этих и многих других мероприятий потребуются решения на наднациональном уровне, обязательные к исполнению национальными и местными властями. Этот процесс, если он и будет запущен, займет довольно долгое время, а потому на ближайшие годы спрос в Европе на энергию будет более менее стабильным.

Во-вторых, данные нескольких посткризисных лет показывают, что восстановление экономики ЕС сопровождается ростом долей нефтепродуктов и природного газа в энергобалансе, а доли прочих источников энергии (за исключением биотоплива, которое демонстрирует, однако, не столь существенный рост) остаются на прежнем невысоком уровне (Рис. 3).

³ Кавешников Н.Ю. «Европейский союз: экономический рост без роста энергопотребления» // Научно-аналитический вестник ИЕ РАН. 2018. №4. С. 41-48.

⁴ Energy efficiency first: Commission welcomes agreement on energy efficiency. European Commission Press Release. June 2018. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_STATEMENT-18-3997_en.htm

Рисунок 3. Динамика энергобаланса ЕС, т н.э.

Источник: составлено на основе данных МЭА

Приведенные данные вкупе с прогнозом стабильного уровня энергопотребления экономики ЕС в целом в ближайшие годы позволяет говорить о сложившейся конфигурации энергетического рынка ЕС, на котором российские поставки будут играть существенную роль.

В-третьих, – и это обстоятельство напрямую касается российских игроков на рынке ЕС, – в целом закончено формирование нормативной базы для функционирования Европейского энергетического союза, ключевую роль в которой играет Агентство по сотрудничеству органов регулирования энергетики (ACER). Основные черты новой архитектуры регулирования энергетического рынка ЕС следующие: поставщики энергии отделены от сетевых операторов, обеспечена независимость регуляторов, налажено трансграничное сотрудничество между операторами систем передачи и идет работа над созданием европейских сетей для операторов систем передачи. Одна из важнейших задач, которую ставили перед собой европейские регуляторы, – достижение повышенной прозрачности на розничных рынках в интересах потребителей. В этих целях создана и запущена система мониторинга газового рынка ЕС⁵.

Еще один, не менее важный признак того, что новая архитектура европейского энергетического рынка состоялась и она жизнеспособна – достижение договоренности между "Газпромом" как одним из ключевых поставщиков энергоносителей в ЕС и Еврокомиссией, проводившей судебное разбирательство против него в течение нескольких лет, пытаясь добиться от российского монополиста исполнения правил, введенных в рамках Третьего энергопакета и требующих разделения поставщиков газа и владельцев инфраструктуры, а также создания физически единого рынка энергоносителей в регионе. Стороны пришли к соглашению, что разбирательство будет прекращено без наложения на "Газпром" штрафов, однако компания подписала при этом ряд условий, меняющий ее бизнес-модель на рынках стран ЕС. Сам факт этой договоренности свидетельствует о том, что российская сторона в целом готова работать по новым правилам, и прошедший сезон

⁵ Подробнее см. Мургаш Р. «Газовый рынок ЕС и отношения между Москвой и Брюсселем» // Международные процессы. 2018. Том 16. №3. С. 202-213. DOI 10.17994/IT.2018.16.3.54.12

показал дееспособность предложенного механизма. Суть нового соглашения сводится к нескольким пунктам⁶:

-цены на газ для потребителей в Центральной и Восточной Европе (ЦВЕ) привязываются к соответствующим ценам в газовых хабах, расположенных в странах Западной Европы;

- "Газпром" обязуется не препятствовать свободному перетоку газа между странами ЦВЕ;

- "Газпром" не должен использовать свое преимущественное ("доминирующее") положение на рынках ЕС для препятствования доступу к инфраструктуре любого государства, устанавливая прозрачные и справедливые тарифы на использование этой инфраструктурой.

Соглашение также содержит ряд декларативных положений о том, что "Газпром" будет всячески способствовать интеграции газовых рынков в регионе и строительству подлинно единого рынка энергоносителей в Европейском союзе.

Помимо принятых новых "правил игры", на позиции "Газпрома" на европейском рынке в 2018-2019 гг. повлиял еще ряд факторов. В результате совпадения климатического фактора (теплая зима в большинстве стран ЕС), роста конкуренции со стороны СПГ, в том числе из США, а также снижения спотовых цен на газ поставки "Газпрома" сократились как в натуральном, так и стоимостном объеме.

Российская компания оказалась хорошо подготовленной к происходящим сдвигам на европейском энергетическом рынке. В посткризисный период она предприняла ряд шагов по оптимизации и реструктуризации своих активов в ЕС. О реструктуризации европейских дочерних фирм в области трейдинга и логистики руководство компании объявило еще в 2012 г.⁷, в 2015 г. произошел новый раунд реструктуризации сбытовых активов⁸, согласно требованиям Третьего Энергопакета, и сегодня можно подвести некоторые общие итоги этого процесса. В Таблице 1 представлены основные проекты "Газпрома" в странах ЕС, по которым произошли изменения в период 2014 - 2018 гг.

Таблица 1.

Некоторые изменения структуры активов "Газпрома" в ЕС в период после кризиса 2014 г.

Год	Страна	Продано/проект закрыт	Приобретено/введено в эксплуатацию
2014	Эстония	37% Vorguteenus Valdis	
2014	Литва	37,1% в компаниях Lietuvos dujos и Amber Grid	
2014	Великобритания	Газохранилище Saltfleetby	
2014	Нидерланды		ПХГ «Бергермеер»
2015	Германия	10,52% Verbundnetz Gas	
2015	Великобритания	Gazprom Marketing & Trading	

⁶ Antitrust: Commission imposes binding obligations on Gazprom to enable free flow of gas at competitive prices in Central and Eastern European gas markets. European Commission press-release. 24 May 2018. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-3921_en.htm

⁷ Правление "Газпрома" одобрило реструктуризацию активов в ЕС - зампред // РИА Новости, 25.09.2012. URL: <https://ria.ru/20120925/758583555.html>

⁸ Серов М. «Газпром» может устроить распродажу европейских активов // Ведомости, 31.07.2015. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/07/31/602938-gazprom-mozhet-ustroit-rasprodazhu-evropeiskih-aktivov>

		(перевод офиса в Россию)	
2015	Сербия	Russian-Serbian Trading Corporation a.d. (RST) (толлинговая компания, ликвидирована)	
2016	Эстония	37% Eesti Gaas	
2016	Финляндия	25% Gasum Oy	
2016	Чехия		ПХГ «Дамборжице»
2017	Латвия		34,1% Conexus Baltic Grid
2017	Германия		ПХГ «Катарина»

Источник: составлено автором на основе данных ПАО "Газпром"

Из представленных данных довольно четко вырисовывается направление тренда реструктуризации активов "Газпрома": распродавались в основном доли в местных сбытовых компаниях (затронуло это в основном наиболее политизированные страны Прибалтики и активы в Великобритании), в то время как газохранилища, во владении которыми участвует "Газпром", модернизировались, расширялись и вводились в эксплуатацию. Такая конфигурация активов максимально отвечает интересам "Газпрома" в Европе в сложившихся новых рыночных условиях. В 2018 г. "Газпром" стал применять новый инструмент – электронную торговую платформу – для продажи газа зарубежным потребителям сверх объемов, установленных долгосрочными контрактами. Использование такого инструмента предполагает гибкость и оперативность в вопросах объемов поставок конечным потребителям по всей Европе. Владение разветвленной современной сетью газохранилищ является необходимой предпосылкой для успешного решения этой задачи.

Подводя итог, можно констатировать, что в сфере поставок газа из России в Европейский союз состоялся переход от монополистической к более диверсифицированной рыночной модели, которая характеризуется конкуренцией не только между растущим числом поставщиков из разных стран, но и между способами поставок (растет доля СПГ, который в ряде случаев оказывается дешевле и конкурентоспособнее трубопроводного газа⁹) и видами контрактов. Показательным примером стала попытка наладить поставки СПГ в страны Европы российской компании НОВАТЭК, чей газ в итоге стал прямым конкурентом поставкам "Газпрома". Сформированный Евросоюзом единый энергетический рынок со свободными возможностями перетока (в рамках имеющейся инфраструктуры) между странами и практически едиными ценами для всех покупателей характеризуется снижением политизированности, новым уровнем прозрачности и конкурентности, способствует развитию сетевого характера цепочек добавленной стоимости и сокращает возможности вертикально интегрированных компаний-гигантов. Анализ работы "Газпрома" за последние 5 лет показывает, что российской компании удалось в целом приспособиться к новым условиям ведения бизнеса в регионе. Несмотря на то, что его доля на рынке будет в ближайшие годы неизбежно сокращаться, а цены на газ, скорее всего, продемонстрируют тенденцию к снижению, позиции российского поставщика останутся достаточно прочными, в том числе благодаря сокращению политической составляющей в отношениях поставщиков и потребителей на рынке этого региона.

⁹ Журкин В., Носов М. Дональд Трамп и Европа // Современная Европа. 2018. №4. С. 17-33.

Список использованной литературы

1. Журкин В., Носов М. Дональд Трамп и Европа // Современная Европа. 2018. №4. С. 17-33.
2. Кавешников Н.Ю. «Европейский союз: экономический рост без роста энергопотребления» // Научно-аналитический вестник ИЕ РАН. 2018. №4. С. 41-48.
3. Мургаш Р. «Газовый рынок ЕС и отношения между Москвой и Брюсселем» // Международные процессы. 2018. Том 16. №3. С. 202-213. DOI 10.17994/IT.2018.16.3.54.12
4. Правление "Газпрома" одобрило реструктуризацию активов в ЕС - зампред // РИА Новости, 25.09.2012. URL: <https://ria.ru/20120925/758583555.html>
5. Серов М. «Газпром» может устроить распродажу европейских активов // Ведомости, 31.07.2015. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/07/31/602938-gazprom-mozhet-ustroit-rasprodazhu-evropeiskih-aktivov>
6. Antitrust: Commission imposes binding obligations on Gazprom to enable free flow of gas at competitive prices in Central and Eastern European gas markets. European Commission press-release. 24 May 2018. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-3921_en.htm
7. Energy efficiency first: Commission welcomes agreement on energy efficiency. European Commission Press Release. June 2018. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_STATEMENT-18-3997_en.htm
8. Thomas S. Drivers of recent energy consumption trends across sectors in EU28 // European Commission. 2018. May 25. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_consumption_trends_workshop_report-september_2018.pdf
9. World Energy Balances. International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/statistics/balances/>

Перспективы российских долгосрочных контрактов в условиях либерализации европейского газового рынка

Либерализация внутреннего рынка природного газа Европейского Союза модернизирует условия долгосрочного сотрудничества потребителей и производителей газа в регионе. Приняв во внимание, что процесс смены парадигмы ценообразования, выстраивание новой архитектуры рынка носит необратимый характер, внутренние и внешние поставщики адаптируются к новым реалиям европейского газового рынка, подстраивая условия и обязательства заключенных контрактов под требования потребителей. Актуальность темы исследования заключается в том, что сегодня участники европейского газового рынка сталкиваются с неопределенностью новой контрактной структуры, нужной рынку, которая учитывала бы интересы не только импортеров, а также экспортеров, поэтому России, как ключевому поставщику газа в ЕС, необходимо предложить новую контрактную модель для продолжения сотрудничества с ЕС.

В настоящее время страны ЕС импортируют газ из ограниченного количества стран, поскольку собственной добычи газа в регионе не хватает для удовлетворения внутреннего спроса (рисунок 1). Собственная добыча газа, осуществляемая лишь на истощенных к настоящему моменту месторождениях Северного моря, имеет устойчивую нисходящую тенденцию и находится на начальном этапе падения. Потребление «голубого топлива» в регионе с 2014 года имеет устойчивую тенденцию к росту, что обуславливает также увеличение его импорта.

Рисунок 1. Газовый баланс Европейского Союза в 2008 – 2016 гг.

Источник: составлено автором по данным Eurostat

Основным внешним поставщиком природного газа в Европейский Союз является Россия. Начиная с 2014 года, импорт российского природного газа европейскими потребителями неуклонно растет. Положительная динамика закупок российского природного газа европейскими потребителями связана с благоприятной конъюнктурой рынка, сложившейся после 2014 года, когда мировые цены на нефть резко упали ниже 40 долларов за баррель. Вследствие обвала нефтяных цен, газовые цены долгосрочных контрактов, индексируемые по нефти с 6-ти или 9-ти месячным лагом, также сократились, что в совокупности с ростом цен на уголь и новыми попытками европейских регуляторов

ужесточить плату за выбросы CO₂ в регионе вновь сделали природный газ более привлекательным товаром.

Рисунок 2. Динамика импорта газа в ЕС из основных стран-поставщиков в 2011 – 2016 гг.

Источник: составлено автором по данным Eurostat

Не менее важным является такой факт, что в странах Восточной и Юго-Восточной Европы (Болгария, Чехия, Эстония, Латвия, Венгрия, Румыния, Словакия) доля природного газа, импортируемого из России, составляет более 90%, что обуславливает их высокую зависимость от одного поставщика и низкий уровень развития конкуренции на газовом рынке.

Отношения между Россией и странами ЕС складывались на протяжении долгого периода времени и опирались на Гронингенскую модель долгосрочных контрактов, которые служат инвестиционным инструментом развития системы газоснабжения, обеспечивающей освоение газовых месторождений и формирование необходимой газотранспортной инфраструктуры¹⁰, ключевым элементом которых является нефтепродуктовая индексация формулы цены на газ, высокая степень предсказуемости которой позволяла надежней прогнозировать денежные потоки в инвестиционных проектах, имеющих большой период окупаемости и длительный жизненный цикл¹¹. Более того, при становлении взаимоотношений с европейскими контрагентами, на стороне предложения выступали крупные поставщики, ключевым из которых до сих пор является ПАО «Газпром», сторона спроса была также представлена несколькими крупными европейскими компаниями (например, Рургаз), осуществляющими оптовые закупки природного газа и распределяющими его посредством долгосрочных контрактов с конечными потребителями.

После принятия Третьего энергетического пакета, у Европейского Союза сложилась двойственное отношение к долгосрочным контрактам. С одной стороны, ЕС считает необходимым сохранить контракты как основу энергобезопасности Европы, а с другой – заявляет о том, что негативные элементы в этих контрактах должны быть нейтрализованы:

1. продолжительность контрактов;
2. особенности договорных отношений на поставку газа некоторым контрагентам;
3. оговорки о пунктах назначения;
4. запрет реэкспорта газа;

¹⁰ Конопляник А.А. Рынок газа в условиях неопределенности. Электронный ресурс. Режим доступа: www.konoplyanik.ru/ru/publications/03-02-14-530.docx

¹¹ Комлев С.Л. Как ЕС играет в игру Дженга с долгосрочными импортными контрактами на поставку газа // Рабочие материалы Департамента анализа и оптимизации. – 2015. - № 08-057. – 6 с.

5. условие «бери-или-плати»;
6. доминирующее положение одного поставщика на рынке.

Так европейские регуляторы хоть и не называют сроки долгосрочных контрактов критичными, однако, по их мнению, продолжительные контракты не должны пронизывать весь рынок, чтобы не ограничивать возможность доступа на рынок для новых поставщиков газа. Что касается условия «бери-или-плати», то завышение объемов таких обязательств ограничивает возможность контрагентов приобретать газ у других поставщиков и, таким образом, диверсифицировать импорт. Запрет реэкспорта газа и оговорки о пунктах назначения рассматриваются Европейской Комиссией как противоречие Антимонопольному законодательству, а именно, как препятствие свободному движению товаров и услуг внутри ЕС.

Тем не менее, Сегодня в Европейском Союзе доминируют долгосрочные контракты на поставку природного газа, более 50% которых принадлежит России в лице ПАО «Газпром» (рисунок 3).

Рисунок 3. Структура экспортеров природного газа – держателей долгосрочных контрактов в ЕС в 2016 г.

Источник: составлено автором по данным Cedigaz

Другие поставщики газа изменяют условия поставок своего газа европейским потребителям в сторону краткосрочной торговли и использования спотовых индексов в ценообразовании. Например, голландская компания GasTerra с 2012 года реализует почти весь свой газ посредством краткосрочной торговли на хабе TTF, что резко увеличило ликвидность последнего. Что касается внешних по отношению к ЕС поставщиков, то норвежская компания Statoil стала использовать 100%-ую привязку цены по долгосрочным контрактам к торговым площадкам NBP, TTF¹². В 2017 году алжирская компания Sonatrach объявила об отказе от традиционных контрактных условий в своих новых контрактах, которые должны начать действовать уже в 2019-2020 гг.¹³ Предполагается, что сроки контрактов снизятся до 10-15 лет, также значительная доля продаж трубопроводного газа может осуществляться по краткосрочным контрактам.

¹² Luca Franza. Long-Term Gas Import Contracts in Europe: The Evolution in Pricing Mechanisms // Clingendal International Energy Programme. – 2014. - №8. – p. 39

¹³ О перспективах долгосрочных контрактов на поставки российского газа в страны Европы // Институт энергетики и финансов. – Январь 2018. – 26 с.

Следует отметить, что в силу текущих тенденций, российская сторона в лице ПАО «Газпром» также была вынуждена пойти на уступки и внести изменения в условия действующих газовых контрактов. Сокращение контрактных цен, индексированных по нефти, включение спотовой составляющей в формулу образования цены на газ, отдельные изменения в отношении условия «бери-или-плати», выраженные, в основном, в переносе обязательств на другой срок. В индивидуальном порядке были предоставлены временные скидки от контрактной цены газа. Важным является такой факт, что 13 марта 2017 года стало известно о соглашении ПАО «Газпром» отменить все ограничения на реэкспорт российского газа в ЕС, главным образом в Центральной и Восточной Европе, отменить оговорки о пунктах назначения, ввести конкурентное ценообразование в Болгарии, Эстонии, Латвии, Литве и Польше.

Тем не менее, многие долгосрочные контракты с ключевыми европейскими партнерами России были перезаключены до принятия «Третьего энергопакета», другая часть контрактов (например, с Болгарией, Сербией, Венгрией) была перезаключена на более короткий срок. В настоящее время сохраняется неопределенность с продлением долгосрочных контрактов с Венгрией. Польша отказывается от продления сотрудничества с Россией, а Сербия и Болгария пока не вели переговоров о продлении заканчивающихся в 2021 – 2022 гг. долгосрочных контрактов. Несмотря на то, что в данный момент российский газ защищен системой действующих долгосрочных контрактов, если текущая тенденция в отношении европейских контрагентов к российским долгосрочным контрактам сохранится, то существует риск потери долгосрочных контрактов после 2035 года (рисунок 4).

Source: CEDIGAZ, DG ENER analysis

Рисунок 4. Доля российских долгосрочных контрактов на европейском газовом рынке до 2044 г.

Источник: К. Kovacs (European Commission): 'Quo Vadis' gas market regulatory framework – study on gas market design for Europe, выступление на заседании Рабочей группы 2 Консультативного Совета по газу Россия-ЕС: https://fief.ru/img/files/20171201_QuoVadis_Kovacs.pdf

Таким образом, можно предположить, что современные контракты имеют два пути развития:

1. долгосрочные контракты Гронингенского типа окончательно уходят с рынка;
2. долгосрочные контракты остаются на европейском газовом рынке, но их структура претерпевает значительные изменения.

Для исчезновения долгосрочных контрактов к настоящему времени уже сложились определенные предпосылки:

1. Современный европейский рынок природного газа стремительно меняется. Фактически долгосрочные импортные контракты оптовых покупателей газа конечным

потребителям энергоресурса были уничтожены европейскими регуляторами. Например, в Германии были введены ограничения на срок контрактов до 4 лет, чтобы стимулировать смену поставщика. Вместе с тем, на внутреннем рынке страны нефтепродуктовая индексация была разрушена под предлогом того, что поставщики могут получить избыточную прибыль, не транслируя снижение нефтяных цен конечным потребителям. В результате, оптовые покупатели сами перестали нуждаться в долгосрочных контрактах на импорт природного газа от внешних поставщиков.

2. До 2009 года газ был дефицитным товаром на европейском рынке, что выражалось в склонности к долгосрочной контрактации с внешними поставщиками, чтобы иметь продолжительные, надежные и стабильные поставки. Однако сложившийся после 2009 года переизбыток предложения газа на рынке ЕС спровоцировал резкий рост спотового сегмента продаж, что выразилось в склонности потребителей к краткосрочной контрактации и ожиданию дальнейшего понижения цен, также рост использования ВИЭ в электроэнергетике и комбыте в совокупности с увеличением энергоэффективности экономики стран ЕС, усугубляет ситуацию с избытком предложения газа на европейском рынке.

3. В ряде стран ЕС, например в Нидерландах, власти законодательно запрещают строительство домов, использующих природный газ для целей энергообеспечения, и продвигают строительство «умных» электрических домов, что является мерой прямого сдерживания роста потребления природного газа в секторе электрогенерации и комбыта.

В случае если долгосрочные контракты окончательно прекращают свое существование, то у участников рынка не будет жестких обязательств по поставкам и отбору газа, что может привести к еще большей разбалансировке европейского газового рынка. Более того, в возникшей ситуации, когда цены будут определяться исключительно спросом и предложением, верхний потолок для роста цены газового хаба будет снят, исчезнет также и нижний предел цены, что тоже не придаст рынку стабильности¹⁴. Свободная цена на газ, который часто является побочным продуктом добычи нефти для таких поставщиков, как Норвегия, Великобритания, Катар, может иметь отрицательные значения. В данной ситуации, вышеперечисленные поставщики могут позволить себе продавать газ ниже себестоимости, так как потери будут нивелированы продажей жидких углеводородов по высоким ценам. Что касается России, то данный поставщик добывает сухой газ, что ограничивает возможность ценового маневра¹⁵. Кроме того, отсутствие объемных контрактных обязательств даст возможность покупателям в условиях избыточного предложения природного газа шантажировать производителей энергоресурса сокращением отборов, добываясь уступок и понижения цены. Не менее важным является такой факт, что некоторым потребителям природного газа в Европе нужна стабильность предложения газа для обеспечения стратегических, жизненно важных сфер деятельности, а отсутствие долгосрочных контрактов даст возможность участникам рынка свободно управлять объемами предложения и спроса природного газа. Так если ценовая конъюнктура не будет удовлетворять экспортера, то у него будет право не поставлять газ к потребителю и, наоборот, для покупателей – покупать газ только у продавцов, предлагающих самые выгодные условия. Однако со временем экспортерам природного газа нужны будут инвестиции для расширения и разработки новой базы месторождений, но спрогнозировать денежные потоки и оценить все риски и привлекательность проектов будет невозможно из-за спотового характера сделок и нестабильного спроса. Такое развитие событий неизбежно приведет к сокращению предложения природного газа в ЕС, что спровоцирует сокращение

¹⁴ Комлев С.Л. Покупатели не могут, продавцы не хотят: Европейский рынок на перепутье // Корпоративный журнал «Газпром». – 2014. - №9. – с. 2 – 8

¹⁵ Конопляник А.А. «Эффекты домино» американской сланцевой революции // Вестник аналитики. – 2014. - №1. – с. 87 – 94

доли спотовых продаж рынка. При недостатке предложения у покупателей возрастет склонность к долгосрочной контрактации из опасений возможного дефицита и роста цен.

В связи с вышеизложенным, сохранение долгосрочных контрактов при существенной модификации их структуры и условий является более вероятной гипотезой дальнейшего развития взаимоотношений участников европейского газового рынка. Долгосрочные контракты являются факторами определенности. Европейский газовый рынок, по видимому, будет иметь двухсекторную структуру: сегмент спотовых сделок и сегмент срочных контрактов. Следует отметить, что на европейских хабах будут реализовываться стандартные лоты газа без гибкости и услуг по поставке. В долгосрочных контрактах, в свою очередь, существует гибкость, обеспечение которой требует от поставщика оплаты резервных транспортных мощностей, хранения сезонных и оперативных объемов¹⁶. Данное обстоятельство превращает контрактный газ в премиальный продукт, ценовая премия платится за надежность и гибкость поставок. Контрактная гибкость позволяет импортерам сократить издержки по хранению и получать дополнительные доходы по сравнению с негибкими спотовыми поставками.

Также российской стороне следует рассмотреть различные линейки долгосрочных контрактов, которые необходимы конечным потребителям. Например, для коммунально-бытового сектора и промышленности важна надежность и стабильность поставок, поэтому сроки контрактов могут составлять от 2 до 10 лет, при этом сохранится их гибкость с условиями «бери-или-плати» и опцией «make-up gas», подразумевающей предоплату за невыбранный по обязательствам «бери-или-плати» газ и возможность забрать его в течение ближайших лет, когда цена будет устраивать покупателя. Для сектора электроэнергетики, в котором очень активно субсидируется использование ВИЭ, а природный газ может служить балансирующим топливом в пиковые нагрузки, могут быть предложены краткосрочные контракты до 1 года со 100-% спотовой индексацией, но жесткими обязательствами по отбору газа. Более того, одна из текущих тенденций потребления газа – это газомоторное топливо, которое также активно развивается в Европейском Союзе. Поставки природного газа для использования его в качестве газомоторного топлива могут осуществляться по среднесрочным контрактам от 4 – 5 лет со 100-ой нефтяной индексацией, так как замещающим видом топлива в транспорте являются только нефтепродукты.

Таким образом, трансформация европейского газового рынка пока еще не завершена, но прошла точку невозврата. Оценив текущие тенденции в отношении европейских контрагентов к долгосрочным контрактам на поставку энергоресурса можно предположить, что современные контракты будут и дальше модернизироваться под давлением европейских контрагентов. России необходимо предложить различные линейки контрактов на поставку природного газа, принимающих во внимание условия сроков контрактов, метода ценообразования, обязательств продавцов и покупателей.

Список использованной литературы

1. Комлев С.Л. Как ЕС играет в игру Дженга с долгосрочными импортными контрактами на поставку газа // Рабочие материалы Департамента анализа и оптимизации. – 2015. - № 08-057. – 6 с.
2. Комлев С.Л. Покупатели не могут, продавцы не хотят: Европейский рынок на перепутье // Корпоративный журнал «Газпром». – 2014. - №9. – с. 2 – 8
3. Конопляник А.А. Рынок газа в условиях неопределенности. Электронный ресурс. Режим доступа: www.konoplyanik.ru/ru/publications/03-02-14-530.docx
4. Конопляник А.А. «Эффекты домино» американской сланцевой революции // Вестник аналитики. – 2014. - №1. – с. 87 – 94

¹⁶ Комлев С.Л. Газовое моделирование // Корпоративный журнал «Газпром». – 2012. - №3. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/press/news/reports/2012/exports-gas-modeling/>

5. О перспективах долгосрочных контрактов на поставки российского газа в страны Европы // Институт энергетики и финансов. – Январь 2018. – 26 с.
6. Статистическая служба Европейского Союза Eurostat. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
7. Kovacs (European Commission): 'Quo Vadis' gas market regulatory framework – study on gas market design for Europe, выступление на заседании Рабочей группы 2 Консультативного Совета по газу Россия-ЕС: https://fief.ru/img/files/20171201_QuoVadis_Kovacs.pdf
8. Luca Franza. Long-Term Gas Import Contracts in Europe: The Evolution in Pricing Mechanisms // Clingendal International Energy Programme. – 2014. - №8. – p. 39
9. The Long-Term Gas Supply by Pipelines in Europe Database - Oct 2016. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.cedigaz.org/documents/2016/LT%20Supply%20Contracts%20Pipe%20EU28.pdf>

Конкурентоспособность различных трубопроводных поставщиков газа в перспективе развития стран ЕС

Согласно официальным данным Eurostat, валовое внутреннее потребление природного газа в 28 государствах – членах Европейского союза в период 2010 – 2014 гг. стабильно снижалось. Так, если в 2010 г. оно составляло 496,5 млрд м³, то к концу 2014 г. упало до уровня 381,6 млрд м³ (-24%). В период 2014 – 2016 гг. валовое потребление природного газа в странах ЕС демонстрирует тенденцию к росту и уже на конец 2016 г. составляет 425,5 млрд м³, что на 7% выше аналогичного показателя 2015 г.

Следует отметить, что динамика изменения спроса на газ в ЕС отличалась по ключевым секторам его потребления (электроэнергетика, промышленность, коммунально-бытовой сектор и прочие).

Так, спрос на газ в коммунально-бытовом секторе был относительно постоянным в промежутке с 2010 по 2013 гг., прежде чем произошёл спад в 2014 году, который составил примерно 18% относительно 2013 г.

Частично, этот спад может быть объяснён тем, что именно на эти годы пришлось наиболее тёплые зимы, когда потребление природного газа этими секторами экономики традиционно проходит свои пиковые значения.

Спрос на газ в промышленности также демонстрирует относительное постоянство и на конец 2016 г. составил 88 млрд м³.

А вот спрос на газ в электроэнергетике существенно снизился с 2010 по 2014 гг. (более чем на 40%, с 156,1 млрд м³ до 92,9 млрд м³), в первую очередь, за счёт опережающего развития ВИЭ и сохранения значимой роли угля в структуре европейской электрогенерации на фоне высоких цен на импортный газ. Однако в 2015 г. он снова стал восстанавливаться, и его рост на конец 2016 г. составил примерно 27% относительно 2014 г.

В структуре потребления газа в ЕС сохранилось общее доминирование электроэнергетики (28%) и коммунально-бытового сектора (27%), хотя доля электроэнергетики несколько уменьшилась относительно уровня 2010 года (31%).

Несмотря на стабильный рост доли возобновляемых источников (за исключением гидроэнергии) в выработке электроэнергии, тепловая электроэнергетика остаётся главным источником выработки электроэнергии в странах ЕС.

При этом в структуре выработки электроэнергии тепловыми электростанциями заметно изменение доли газа в период 2010-2015 гг. Так, в период с 2010 по 2013 гг. доля газа снизилась на 6 п.п., зато в 2015 г. вновь выросла на 3 п.п. и составила 30% от общего объема производства электроэнергии тепловыми электростанциями.

В последние годы страны ЕС проводят активную политику, направленную на диверсификацию источников импортных поставок природного газа в регион. Эта политика обусловлена продолжающимся ростом зависимости ЕС от импорта природного газа. Так, на конец 2016 г. зависимость от импортных поставок газа в странах ЕС-28 составила 72%, увеличившись на 7 проц. пункта с 2010 г.

Несмотря на все усилия стран ЕС по повышению энергоэффективности своих экономик и активному развитию возобновляемых источников энергии, в обозримой перспективе газ сохранит свое значение в топливно-энергетическом балансе ЕС и, вероятно, объемы его потребления будут демонстрировать стабильность и даже некоторый рост, который будет поддерживаться мерами европейских регуляторов, в первую очередь, в отношении вытеснения угля из европейской энергетики.

Вместе с тем, на будущую динамику спроса на газ в ЕС, очевидно, будет оказывать влияние проводимая европейскими регуляторами энергетическая политика.

Ключевыми приоритетами европейской энергетической политики, влияющими на перспективную динамику потребления всех энергоресурсов, включая газ, является повышение энергоэффективности и декарбонизация (снижение выбросов CO₂).

Базовая стратегия «20-20-20», представленная в марте 2007 г. и вступившая в действие в 2009 году, как комплекс мер в области энергетики и изменения климата, направлена на достижение следующих позиций к 2020 г.:

1. выбросы парниковых газов необходимо сократить, по меньшей мере, на 20% по сравнению с уровнем выбросов 1990 г.;
2. 20% энергии необходимо получать из возобновляемых источников;
3. необходимо повысить эффективность использования энергии на 20%.

Энергетическая стратегия ЕС, утверждённая в октябре 2014 г. как промежуточный шаг в направлении 2050 г., устанавливает следующие цели, которые следует достигнуть к 2030 г.:

1. сократить выбросы углекислого газа как минимум на 40% по сравнению с 1990 годом;
2. получать, по меньшей мере, 27% всей энергии из возобновляемых источников энергии к 2030 г.;
3. к 2030 г. повысить на 27% уровень энергоэффективности по сравнению со сценарием «business as usual».

Дорожная карта ЕС-2050, согласованная в марте 2011, утверждает следующие базовые элементы климатической и энергетической политики ЕС:

1. сокращение выбросов углекислого газа на 80% к 2050 г. по сравнению с 1990 г.;
2. сокращение выбросов на 40% к 2030 г. и на 60% к 2040 г.

Кроме того, страны ЕС являются одними из самых последовательных сторонников выполнения Парижского соглашения по климату, принятого 197 странами мира в декабре 2015 года. В соответствии с требованиями Соглашения, к 2020 году страны-участницы должны разработать национальные стратегии перехода на "зеленые" технологии и безуглеродную экономику, что, очевидно, повлияет на перспективы ископаемого топлива, в т.ч. природного газа, в топливно-энергетическом балансе стран ЕС.

Безусловно, стоит отметить, что долгосрочная динамика спроса на газ также зависит от таких факторов как демография, макроэкономические параметры, ценовая конкуренция, а также от целей, поставленных в энергетической стратегии той или иной страны.

Анализируя прогнозы изменения спроса на газ в ЕС до 2050 года, можно сделать вывод о том, что большая часть прогнозных сценариев спроса демонстрирует либо стабилизацию, либо замедляющийся, но все-таки рост потребления газа в Европе. Особняком стоят т.н. «экологические» сценарии Green Peace, предполагающие радикальное снижение потребления газа странами ЕС в будущем, однако степень их реализации вызывает большие сомнения с учетом отсутствия в них каких-либо экономических обоснований столь радикальных изменений в будущем потреблении газа странами ЕС.

Отметим также, что сценарии спроса на газ в ЕС, опубликованные МЭА (World Energy Outlook 2017) и ВР (BP Energy Outlook 2018) на период до 2040 г., также дают картину того, что спрос на газ в ЕС вероятнее всего будет находиться на стабильном уровне или даже расти.

Наиболее вероятными представляются три траектории будущей динамики европейского спроса на газ на период до 2035-2040 гг.: стагнация на текущих уровнях (~420-425 млрд м³), рост на 20% и снижение на 20% от значений 2016 г. (425 млрд м³). Таким образом, возможный диапазон значений будущего спроса на газ в ЕС к 2035-2040 гг. варьируется от 340 до 510 млрд м³.

При этом вероятность снижения будущего спроса на газ в ЕС в долгосрочной перспективе представляется менее вероятной, чем его стабилизации и даже некоторого роста, который будет поддерживаться мерами европейских регуляторов, направленными на сокращение доли угля в европейском энергобалансе и растущим значением газа в качестве источника энергии, обеспечивающего стабильность европейской энергосистемы, основанной на возрастающем использовании ВИЭ.

Согласно официальным данным Eurostat, в странах ЕС наблюдается устойчивый спад собственной добычи природного газа в период 2010-2016 гг.

Так, на конец 2016 г. собственная добыча природного газа составила 121,2 млрд м³, что примерно на 54,3 млрд м³ меньше базисного уровня 2010 г.

На фоне безуспешных результатов геологоразведочных работ на сланцевый газ в Польше и других странах Европы, а также запрета на использование технологий гидроразрыва пласта в ряде стран ЕС (Франция, Нидерланды и др.) перспективы добычи сланцевого газа связаны преимущественно с поисковыми работами в Великобритании.

Опираясь на статистические данные, представленные Eurostat, больший удельный вес в общем объеме добычи имеют Нидерланды и Великобритания. Так, на их долю в 2016 г. приходится 37 % и 33 % добычи соответственно.

Стоит отметить, что эволюция собственной добычи в странах ЕС-28 была неоднородной. Такие страны как Болгария, Чехия и Румыния демонстрируют восходящий тренд, что нельзя сказать про Нидерланды и Великобританию, которые с 2010 г. сократили уровень собственной добычи на 37 и 28% к 2016 г.

Снижение добычи, наблюдаемое в Нидерландах, вызвано не только истощением запасов природного газа, но и результатом дополнительных ограничений на добычу в крупнейшем газовом месторождении Европы-Гронинген, которые были введены правительством Нидерландов с 2014 г. в ответ на землетрясение в районе поселка Лопперсум. В связи с данным событием, правительство Нидерландов ввело следующие дополнительные ограничения:

- декабрь 2014 г.: Нидерландский департамент экономики решает ограничить ежегодную добычу до 39,4 млрд м³ в 2015 и 2016 гг.;

- июнь 2015 г.: сокращение добычи до 30 млрд м³ в 2015 г. и 33 млрд м³ в 2016 г.;

- декабрь 2015 г.: дальнейшее сокращение до 27 млрд м³ в 2015/2016 гг.;

- июнь 2016 г.: целевое сокращение до 24 млрд м³ последующие 5 лет.

С 2000 года объемы добычи в Великобритании также неуклонно снижаются, потому что месторождения на континентальном шельфе истощаются.

Так, по оценке ENTSOG, если в 2017 г. совокупный объем добычи газа странами ЕС составил 116,4 млрд м³, то к 2035 г. её объем может уменьшиться в 2 раза и составить 51,0 млрд м³.

Начиная с 2020 г. сокращение добычи в Нидерландах и Великобритании будет существенно выше, чем в других стран ЕС-28 при условии, что за рассматриваемый прогнозный период новых месторождений открыто не будет. Нивелировать данные объемы теоретически может Кипр, который по своему потенциалу к 2035 г. может стать вторым производителем газа в ЕС после Нидерландов. Однако перспективы освоения газового потенциала Кипра ограничены политической неурегулированностью статуса Северного Кипра, фактически оккупированного Турцией, которая также претендует на освоение газовых месторождений, расположенных в акватории этой страны.

В перспективе, вероятно, зависимость ЕС от импорта будет только нарастать, если исходить из того, что наблюдаемые в последние годы темпы падения собственной добычи газа в ЕС сохранятся, и добыча газа в ЕС к 2035 г. снизится более чем в два раза до 51 млрд м³ с текущих значений в силу естественного истощения газоносных провинций Европы, основной из которых является континентальный шельф Северного моря, внутренняя добыча природного газа в Европе (без учета Норвегии) за 2010-2016 гг. сократилась примерно на 31%.

Опираясь на материал, изложенный выше, можно сделать вывод о том, что в ЕС-28 за последние 6 лет наблюдается падение собственной добычи на фоне некоторого восстановления спроса, что вызывает зависимости ЕС от импорта газа.

Так, на конец 2016 г. зависимость от импортных поставок газа в странах ЕС-28 составила 72%, увеличившись на 7 проц. пункта с 2010 г.

В перспективе, вероятно, зависимость ЕС от импорта будет только нарастать. Так, если исходить из того, что график падения собственной добычи газа в ЕС не изменится, и добыча газа в ЕС к 2035 г. снизится более чем в два раза до 51 млрд м³, то уровень импортозависимости ЕС будет определяться динамикой спроса.

Исходя из результатов проведенного анализа, будущий спрос на газ в ЕС может как снижаться, так и расти в диапазоне от 340 до 510 млрд м³ к 2035 году.

С учетом вышеизложенного, рассмотрим 3 прогнозных сценария импортозависимости стран ЕС при различных уровнях будущего спроса на газ и постоянном уровне добычи к 2035 г. (рисунок 1).

Рисунок 1. Прогнозные сценарии, описывающие зависимость между уровнем добычи и объёмом потребления в странах ЕС-28 к 2035 г.

Источник: составлено автором по данным BP Statistical Review of World Energy July 2017, Ten-Year Network Development Plan 2017, Natural Gas Demand and Supply Long Term Outlook to 2030

Так, сценарий 1 («Базовый») описывает ситуацию, когда уровень спроса будет находиться на стабильном уровне и составит к концу 2035 г. – 425 млрд м³. В данном случае, требуемый объём импорта газа странами ЕС к 2035 г. составит 374 млрд м³ газа, а уровень импортозависимости достигнет 88%.

Сценарий 2 («Растущий спрос») предполагает роста спроса на газ в ЕС на уровне +20% к базисному 2016 году. Потребление газа странами ЕС по данному сценарию к 2035 г. составит 511 млрд м³. В данном случае, требуемый объём импорта газа странами ЕС к 2035 г. составит 460 млрд м³ газа, а уровень импортозависимости достигнет 90%.

Сценарий 3 («Падающий спрос») предполагает падение спроса на газ (-20% к базисному 2016 г.). В соответствии с этим сценарием, потребление газа странами ЕС к 2035 г. сократится до 340 млрд м³, а импорт газа составит 289 млрд м³. Таким образом, уровень импортозависимости стран ЕС достигнет 85%.

Таким образом, во всех описанных сценариях сокращение собственной добычи газа в странах ЕС, главным образом из-за сокращений объёмов добычи на континентальном шельфе Северного моря, приведёт к необходимости наращивания импорта. При этом общий уровень импортозависимости стран ЕС по газу может вырасти до 85-90% в зависимости от динамики роста/стагнации/снижения внутреннего спроса на газ.

Оценка потенциала газового рынка стран ЕС свидетельствует о том, что Европа нуждается во всех реализуемых проектах для повышения своей энергетической безопасности в сфере газовых поставок.

Однако при этом стоит подчеркнуть, что текущая дестабилизация системы международных отношений и возможность изменения внешнеполитической конъюнктуры в считанные часы, заставляет постоянно отслеживать как политические, так и экономические риски, с которыми могут столкнуться проекты в процессе строительства и запуска в эксплуатацию.

В структуре международной торговли газом в ЕС на долю трубопроводных поставок газа приходится 88% от общего объема экспортно-импортных операций на газовом рынке ЕС, или 376,3 млрд м³ по итогам 2016 года. При этом общий объем трубопроводных поставок газа в ЕС из стран-поставщиков, не входящих в ЕС, составил 289,9 млрд м³.

Ключевыми странами-внешними поставщиками сетевого газа в страны ЕС служат Россия, Норвегия, Алжир и Ливия.

Поставки **российского сетевого газа**, осуществляемые ПАО «Газпром», в страны ЕС-28 достигли рекордного уровня в 2016 г., составив 156,7 млрд м³, и продолжили свой рост в 2017 и первом квартале 2018 года.

Так, по итогам первого квартала 2018 г. значительный прирост закупок российского газа показали такие страны как Германия (+12,2%), Франция (+11,1%), Австрия (+83,5%), Нидерланды (+127%), Финляндия (+15,5%), Греция (+36,4%).

За последние 5 лет самыми крупными реципиентами российского трубопроводного газового экспорта были Германия и Италия. В 2016 г. в вышеупомянутые страны было направлено свыше половины совокупных объемов российских импортных поставок в ЕС-28.

С 2012 г. в связи с вводом в эксплуатацию «Северного потока», обеспечившего выход российского газа напрямую в Германию, значительный объем российского газового экспорта переместился с украинского маршрута, однако, несмотря на данное сокращение, объем поставок российского трубопроводного газа, проходящий через территорию данной страны, продолжает оставаться самым большим.

На конец 2017 г. транзит российского трубопроводного газа через территорию Украины составил 93,5 млрд м³ газа. Несмотря на высокие геополитические риски украинского транзита, Россия, по-прежнему, активно использует украинскую газотранспортную систему. При этом основной проблемой дальнейшего использования ГТС Украины являются экономические риски, связанные с чрезвычайно высоким физическим износом газотранспортной инфраструктуры и отсутствием инвестиций в её модернизацию, а также угроза экономически необоснованного роста тарифов на транзит российского газа через территорию этой страны.

Самыми крупными импортёрами **норвежского сетевого газа** в период 2012-2016 гг. были Германия и Великобритания. По итогам 2016 г. эти страны закупили 29,7 и 28,7 млрд м³ норвежского газа соответственно.

Основными потребителями **сетевого газа из Алжира** среди стран ЕС являются Италия и Испания.

Что касается **Ливии**, то она поставляет газ в единственную страну ЕС – Италию. На конец 2016 г. объем импорта ливийского газа составил 4,4 млрд м³, что примерно на 32% ниже показателей базисного 2012 г.

Таким образом, основными трубопроводными поставщиками природного газа на европейский рынок являются Россия, Норвегия, Алжир и Ливия. Россия, являясь крупнейшим внешним поставщиком трубопроводного газа в ЕС, обеспечивает 41% общего объема импорта сетевого газа странами ЕС, на долю поставок сетевого газа из Норвегии приходится 29%, Алжира – 9%, и Ливии – 1%.

По состоянию на 2017 г., согласно официальным данным ENTSOG, общий объем трубопроводных мощностей для поставок сетевого газа в ЕС от внешних поставщиков

(России, Норвегии, Алжира и Ливии) составляет 430,1 млрд м³. В целом по странам ЕС степень загрузки мощностей по импорту сетевого газа от внешних поставщиков составляет 67%.

Таким образом, есть существенный потенциал для наращивания трубопроводных поставок газа в будущем даже в рамках действующей газотранспортной инфраструктуры, а с учетом реализации новых газотранспортных проектов, таких как Северный поток-2, Турецкий поток и Южный газовый коридор, возможности по наращиванию поставок сетевого газа в страны ЕС могут значительно вырасти в будущем.

В настоящее время для осуществления поставок российского сетевого газа в страны ЕС «Газпром» максимально задействует практически все имеющиеся на сегодняшний день экспортные мощности.

Основными маршрутами транспортировки российского сетевого газа в страны ЕС являются: Северный поток (Россия-Германия), газопровод Ямал-Европа (транзит через Белоруссию) и газотранспортная система Украины (транзит через Украину).

В качестве транзитных стран на сегодняшний день «Газпром» учитывает также Турцию, Финляндию и Эстонию. Но, согласно официальным данным ENTSOG, в настоящее время транспортировать газ из Турции и Финляндии в другие страны ЕС невозможно, а через газоизмерительные станции в Ивангороде и Изборске на границе с Эстонией в 2017 г. газ в Европу не поступал. Соответственно, всю гибкость в выборе маршрутов поставок сетевого газа в страны ЕС «Газпрому» пока обеспечивают только первые три направления.

Пропускная способность газопровода Ямал-Европа в суточном выражении составляет около 90 млн м³ (32,9 млрд м³ в год). Суточная производительность действующих двух ниток газопровода «Северный поток» - 150,7 млн м³ в сутки (55 млрд м³ в год), но потенциал ее использования ограничен уровнем загрузки принимающих мощностей газопроводов на территории ЕС (OPAL и NEL). [38] Совокупная мощность украинской ГТС на границе стран ЕС составляет 116 млрд м³ в год.

Степень загрузки мощностей по импорту газа из России с учётом текущего объёма импорта составляет 69%, что говорит о наличии существенного потенциала для возможного наращивания объёмов экспорта российского сетевого газа в ЕС с использованием уже существующей газотранспортной инфраструктуры.

Норвежский газ экспортируется через хорошо развитую морскую газопроводную сеть, которая соединяет Германию, Великобританию (Соединенное Королевство), Францию, Нидерланды и Венгрию.

Степень загрузки мощностей по импорту газа из Норвегии с учётом текущего объёма импорта составляет 80%, что также говорит о возможности увеличения объёмов поставок трубопроводного газа в ЕС.

Третьей страной по объёму поставок природного газа в ЕС-28 является Алжир. Экспорт природного газа с данной территории осуществляется посредством трёх магистральных газопроводов, проходящих по дну Средиземного моря:

1. Транссредиземноморский газопровод (Enrico Mattei) - введён в эксплуатацию в 1983 г. Протяжённость-1650 км, пролегает от Алжира до Италии через Тунис. Согласно Sonatrach (Алжирская государственная нефтегазовая компания), пропускная способность составляет 33 млрд м³.
2. Газопровод Магриб — Европа (Maghreb–Europe Gas Pipeline) - введён в эксплуатацию в 1996 г. Связывает гигантское газоконденсатное месторождение Хасси-Рмель в Алжире через территорию Марокко с ГТС Испании и Португалии. Пропускная способность – 13 млрд м³.
3. MEDGAZ — введён в эксплуатацию в 2011 г. Соединяет крупнейшее газовое месторождение Алжира Хасси Р'мель с Испанией. Протяжённость – 200 км. Пропускная способность – 9 млрд м³.

Степень загрузки мощностей по импорту газа из Алжира с учётом текущего объёма импорта составляет 59%, что говорит о возможности существенного увеличения объёмов поставок трубопроводного газа в ЕС.

Согласно данным ENTSG, Ливия осуществляет экспорт природного газа в ЕС-28 по газопроводу Greenstream, проложенному по дну Средиземного моря из Ливии в Италию. Пропускная способность - 12 млрд м³.

Степень загрузки мощностей по импорту газа из Ливии с учётом текущего объёма импорта составляет всего 37%, что говорит о том, что больше половины трубопроводных мощностей остаются не задействованными на текущий период.

Другими потенциальными игроками на газовом рынке Европы в будущем являются Израиль, Египет, Иран и Туркменистан. Однако оценивать их потенциал в настоящее время не представляется возможным, поскольку окончательных инвестиционных решений ни по одному из проектов по экспорту газа из этих стран в страны ЕС до сих пор не принято.

Таким образом, среди 4 основных поставщиков сетевого газа в страны ЕС, Россия занимает лидирующую позицию. Ожидается, что она останется главным источником импорта для стран ЕС-28 на весь период времени, освещённый в данной работе. Что касается загруженности мощностей по импорту газа как в целом по ЕС, так и по отдельным внешним странам (России, Норвегии, Алжира и Ливии), возможность наращивания поставок трубопроводного газа есть, так как не все маршруты максимально задействованы.

Как уже упоминалось ранее, в настоящее время основными внешними поставщиками сетевого газа на газовый рынок ЕС являются Россия, Норвегия, Алжир и Ливия.

Согласно BP Statistical Review of World Energy 2017, Российская Федерация является главным поставщиком газа в ЕС-28, обеспечивая 156,7 млрд м³ в 2016 г., что составляет примерно 41% от доли всех поставок газа в Европу. Ожидается, что она останется главным источником импортных поставок на период 2018-2040 гг.

Как уже отмечалось ранее, на конец 2016 г. трубопроводные поставки газа из России в страны ЕС составили 156,7 млрд м³, но как показывают прогнозы, представленные выше, объёмы экспорта могут как вырасти, так и сократиться. Так по максимальному сценарию, разработанному на основе оценок МЭА (WEO 2017), объёмы экспорта трубопроводного газа из России могут вырасти на 44%, а по минимальному сценарию Оксфордского института энергетических исследований они могут сократиться на 50% к 2040 году. Причины роста могут быть обусловлены ростом спроса на газ и импортозависимости стран ЕС, а причины падения – отказом стран ЕС перезаключать новые долгосрочные контракты и переход к закупкам только обязательных объёмов газа в соответствии с действующими условиями «бери или плати». Также стоит сказать и об огромном ресурсном потенциале России. Так, согласно BP Statistical Review of World Energy 2017, Россия занимает 2 место после Ирана по доказанным запасам газа, которые на 2016 г. составили 32,3 трлн м³.

Норвегия является вторым по величине газовым поставщиком в ЕС-28, обеспечивая поставку 109,8 млрд м³ газа в 2016 г. Ожидается, что она останется вторым после России ключевым источником импорта для стран ЕС-28. Вместе с тем, в долгосрочной перспективе объёмы экспорта норвежского газа будут зависеть от темпов падения добычи на действующих норвежских месторождениях, и от возможностей Норвегии по вводу в эксплуатацию новых газовых месторождений Северного моря для восполнения падающей добычи.

С учетом вышеизложенного, максимальный потенциал трубопроводного экспорта норвежского сетевого газа в страны ЕС, по прогнозам GASSCO, оценивается на уровне 110 млрд м³ газа к 2019-2020 гг. При этом реализация указанного экспортного потенциала потребует развития как текущих месторождений, так и поиска новых. Минимальный потенциал трубопроводного экспорта норвежского сетевого газа в страны ЕС оценивается на уровне 34,5 млрд м³ газа к 2040 г. и отражает ситуацию, когда Норвегии не удастся в полной мере преодолеть проблему падающей добычи в Северном море.

Алжир является третьим по величине трубопроводным поставщиком газа в Европу. В 2016 г. объём трубопроводного экспорта алжирского газа составил 32,5 млрд м³, что составляет 8% от общего объёма потребления газа странами ЕС.

Ожидается, что и в будущем Алжир сохранит важную роль в качестве экспортера газа в страны ЕС, однако объёмы поставок алжирского сетевого газа на европейский рынок будут определяться широким набором факторов, а именно: динамикой будущей добычи газа в стране, темпами роста внутреннего потребления газа в Алжире, развитием конкуренции между поставками сетевого газа и СПГ в регионе.

Имея доказанные запасы природного газа в размере 4,5 трлн м³, Алжир входит в десятку стран с крупнейшими запасами газа в мире и является второй крупнейшей страной в Африке, уступая только Нигерии.

Вместе с тем, согласно данным EIA, более половины запасов (2,4 трлн м³) расположены в центральной части страны, которая плохо контролируется центральными властями и является зоной вооружённых столкновений армии и местных повстанческих группировок, что порождает высокие риски освоения этих ресурсов в будущем. Остальные ресурсы природного газа сосредоточены в месторождениях, расположенных в южной и юго-восточной части страны. Кроме того, Алжир располагает значительными объёмами технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа, которые составляют примерно 20 трлн м³.

Отметим также, что с 2005 г. крупнейшие месторождения газа в Алжире начали истощаться и, следовательно, добыча медленно, но неуклонно снижается на сегодняшний день. Стремление компаний вводить новые газовые месторождения неоднократно откладывалось из-за отсроченного одобрения правительства, инвестиционных трудностей и технических проблем. Алжирская государственная компания Sonatrach планирует инвестировать 73 млрд долл. в период 2016-2020 гг., из которых 2/3 будут выделены на разведку и добычу углеводородов.

На фоне снижения собственной добычи в стране бурными темпами растёт внутреннее потребление газа, обусловленное масштабной индустриализацией Алжира, проводимой в последние годы. И в случае, если страна не сумеет восстановить устойчивый рост добычи газа, данный фактор в будущем может привести к существенному сокращению экспортного потенциала страны в целом.

В настоящее время максимальный потенциал экспортных поставок алжирского трубопроводного газа в страны ЕС оценивается на уровне 48,6 млрд м³ газа к 2040 г., тогда как минимальное его значение может упасть 9,5 млрд м³ газа в период 2030-2040 гг., в случае если реализуются все риски, связанные с реализацией добычного потенциала страны, на фоне роста внутреннего потребления газа.

Ливия – страна, поставляющая незначительные объёмы сетевого газа в страны ЕС-28. Согласно официальным данным BP Statistical Review of World Energy, поставки ливийского сетевого газа в страны ЕС-28 составили 4,4 млрд м³ в 2016 г.

По имеющимся сегодня оценкам, максимальный экспортный потенциал поставок сетевого газа из Ливии в страны ЕС в перспективе до 2040 г. будет соответствовать технической экспортной мощности трубопровода Green Stream (354 ГВт/ч или 10,8 млрд м³), обеспечивающего текущие поставки ливийского газа в страны ЕС.

Минимальные объёмы экспорта ливийского сетевого газа в ЕС, по данным консалтинговой компании Mott MacDonald's, могут сократиться до 3,5 млрд м³ газа в период 2018-2040 гг. Такое снижение может быть связано с недостатком инвестиций в поддержку добычи газа на действующих месторождениях в стране, а также с обострением геополитической обстановки в регионе.

Начиная с 2018-2019 гг., потенциальным поставщиком сетевого газа в страны ЕС может стать Азербайджан. Минимальный и максимальный объём поставок с территории

данной страны следует оценивать в контексте реализации Южного Газового Коридора, в частности проектов ТАР и TANAP.

Также потенциальным, но незначительным транзитным поставщиком сетевого газа в страны ЕС с 2020 г. может стать Турция.

Так, по прогнозам на 2018 г. объём поставок с турецкой территории составит 1 млрд м³ газа на территорию Греции.

Такие потенциальные игроки как Израиль, Египет, Иран и Туркменистан не включены в анализ, так как в настоящее время нет достаточной инфраструктуры и окончательных инвестиционных проектов для реализации экспортной политики.

Таким образом, общий потенциал поставок сетевого газа в страны ЕС от внешних поставщиков может вырасти на 18% в период до 2040 года, но в случае реализации неблагоприятных сценариев – сократиться почти на 44%. При этом наибольшими возможностями по наращиванию экспортных поставок сетевого газа в ЕС с наименьшими рисками обладает Россия.

Список использованной литературы

1. Дорожная карта сотрудничества России и ЕС в сфере энергетики до 2050 г. // Министерство Энергетики РФ, 2011 г. – 57 с.
2. Кулагин В.А. Митрова Т.А. Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды. – М.: НИУ ВШЭ-ИНЭИ РАН, 2015 г. – 86 с.
3. Телегина Е.А. Углеводородная экономика. Издание третье, переработанное, сокращенное и дополненное. Монография / Телегина Е.А. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017 г. – 259 с.;
4. Andrey Konoplyanik. The role of the ECT in EU-Russia energy relations // “Research Handbook on EU Energy Law and Policy”, Edward Elgar Publishing. – 2017. – Chapter 7. P. 114-149.
5. Белогорьев А.М. The Eurasian prospects of Russian gas // ИЭФ. – 6 декабря 2016 г. – 15 с. URL: [https://fief.ru/img/files/Belogoryev AI_06.12.2016_.pdf](https://fief.ru/img/files/Belogoryev_AI_06.12.2016_.pdf)
6. Белогорьев А.М. «Турецкий поток» как памятник Гермесу» // Нефтегазовая вертикаль. – май 2015. №10. – 38-39 с.
7. Громов А.И. The Current Changes in the European Gas Market // ИЭФ. – 15 июня 2017 г. – 10 с. URL: https://fief.ru/img/files/Gromov_15_06_2017_eng_.pdf
8. Громов А.И. Перспективы интеграционных процессов на газовых рынках Евразии // ИЭФ. – 4 декабря 2015 г. – 15 с. URL: https://fief.ru/img/files/Gromov_04_12_2015_.pdf
9. Громов А.И. Будущая роль российского газа на европейском энергетическом рынке // ТЭК России. – 07 февраля 2014 г. № 1. – 8-13 с.
10. Громов А.И. Третий энергетический пакет VS российско-европейские газовые отношения // Академия энергетики. – 21 апреля 2014 г. № 2. – 66-73 с.
11. Громов А.И. Roadmap Russia-EU Energy Cooperation until 2050: What will be the future role of Russian GAS? // ИЭФ. – 30 мая 2013 г. – 14 с. URL: https://fief.ru/img/files/GROMOV_30.05.2013.pdf
12. Конопляник А.А. «Четвертый энергопакет ЕС? К чему готовиться «Газпрому» в Европе». // Нефтегазовая Вертикаль. – 2018. №3. – 26-36 с.
13. Конопляник А.А. Соблазнение Европы. (Между Россией и США: чей газ будет покупать Евросоюз в ближайшие годы) // Профиль (деловой еженедельник). – 16.10.2017. №7. – 47-51 с.
14. Конопляник А.А. «Большая энергетическая Европа. Интервью с А.Конопляником» // Корпоративный журнал «Газпром». – январь-февраль 2017 г. № 1-2. – 12-17 с.

15. Конопляник А.А. Расчистка рынка: как в ЕС хотят изменить правила покупки российского газа // «РБК-daily». – 31.07.2017. – 5 с. URL: <http://www.rbc.ru/opinions/business/31/07/2017/597eece39a794764ca983de6?from=newsfeed>
16. Орлова Е.С. Рекорды и реалии газового рынка // ИЭФ. – 15 марта 2018 г. URL: <https://oilcapital.ru/article/general/15-03-2018/rekordy-i-realii-gazovogo-rynka>
17. Орлова Е.С. Перспективы строительства разветвленной газотранспортной системы в Центральной и Восточной Европе, а также возможности осуществления реверсивных поставок российского газа // Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции. ИМЭМО РАН. – 2017 г. – 98-108 с.
18. Орлова Е.С. Перспективы формирования единого газового рынка в Европе в условиях дифференциации уровня развития региональных газотранспортных систем // ИЭФ. – 24 ноября 2016 г. – 23 с. URL: https://fief.ru/img/files/2016.02.14_Prezentaci_k_predzasite_OrlovaE.pdf
19. Орлова Е.С. Перспективы формирования единого рынка газа в Европе // Нефть, газ и бизнес. – 6 мая 2016 г. №3. URL: https://fief.ru/img/files/2016.03_Neft_gaz_i_biznes_OrlovaE.pdf
20. Орлова Е.С. Газотранспортная система Центральной и Восточной Европы: сформированы ли технические предпосылки для конкурентного рынка? // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом» (ВНИИОЭНГ). – 2016 г. №1. – 42 с.
21. Орлова Е.С. Новая архитектура рынка газа ЕС: долгосрочные контракты vs спот // Oil and Gas Journal Russia. – 2015 г. №11. URL: https://fief.ru/img/files/112015_stat_Oil&GasJournal_EOrlova.pdf
22. Орлова Е.С. Транспорт газа в Европе // ИЭФ. – 14 апреля 2015 г. – 10 с. URL: https://fief.ru/img/files/14042015_SNO_OrlovaE_1.pdf
23. Фейгин В.И. Громов А.И. Белогорьев А.М. Reliability and Flexibility: Russia-EU Gas Links // ИЭФ. – 24 апреля 2018 г. – 11 с. URL: https://fief.ru/img/files/Gromov_Berlin_24_04_2018_final.pdf
24. Фейгин В.И. Настоящее и будущее контрактов на поставку газа // ИЭФ. – 24 октября 2017 г. – 21 с. URL: https://fief.ru/img/files/Feygin_VI_IMEMO_24.10.2017_final.pdf
25. James Henderson & Tatiana Mitrova. The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Strategy. // Oxford Institute for Energy Studies. – September 2015. – P. 89 URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/09/NG-102.pdf>
26. Выгон Г. Ермаков В. Белова М. Колбикова Е. «Турецкий поток»: сценарии обхода Украины и барьеров Европейской Комиссии // VYGON Consulting. – Июнь 2015. – 51 с. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/313/vygon_consulting_turkish_stream.pdf
27. Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050 // EIA. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2018.pdf>
28. BP Statistical Review of World Energy July 2017 // BP. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>
29. Current Status and Perspectives of the European Gas Balance // Prognos. – January 2017. URL: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20170406_Prognos_study_European_Gas_Balance_final_1_01.pdf
30. Database – Eurostat // Eurostat. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/data/database?p_p_id=NavTreeportletprod_WAR_NavTreep

- ortletprod_INSTANCE_nPqeVbPXRmWQ&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2
31. ENTSOG TYNDP 2017 – Capacities // ENTSOG. URL:
https://entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2017/entsog_tyndp_2017_Annex_D_Capacities.xlsx
 32. ENTSOG TYNDP 2017 - Demand & Supply // ENTSOG. URL:
<https://entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2017/Annex%20C.zip>
 33. SYSTEM DEVELOPMENT MAP 2016 / 2017 // ENTSOG. URL:
https://entsog.eu/public/uploads/files/maps/systemdevelopment/ENTSOG-GIE_SYSDEV_MAP2016-2017.pdf
 34. Ten-Year Network Development Plan 2017 // ENTSOG. URL:
https://entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2017/entsog_tyndp_2017_main_170428_web_xs.pdf
 35. Natural Gas Demand and Supply Long Term Outlook to 2030 // Eurogas. URL:
<https://www.entsog.eu/public/uploads/events/TYNDP2/presented/Eurogas%20ENTSOG%20TYNDPws%20071010.pdf>
 36. Russian Oil and Gas Tickling Giants // SBERBANK CIB INVESTMENT RESEARCH.
– May 2018. – P. 43
 37. World Energy Outlook-2017 // IEA. URL:
http://www.iea.org/media/weowebiste/2017/Chap1_WEO2017.pdf

Место природного газа в стратегии низкоуглеродной энергетики Германии

Германия, являясь одним из лидеров глобальной энергетической трансформации, разрабатывает и реализует комплекс программ, связанных с энергетическим переходом - "Energiewende". Перестройка энергетических систем страны сопровождается целым рядом проблем, связанных с амбициозностью поставленных целей, протестами угольных профсоюзов, политической и экономической неопределенностью. Констатируя факты о неполном достижении целей энергетической политики 2020 года, Германия ставит перед собой еще более жесткие ориентиры к 2030, 2040 и 2050 году (Рис.1, 2).

Рисунок 1. Снижение выбросов парниковых газов (к уровню 1990г.) согласно энергетической стратегии Германии

Источник: выполнено автором на основе данных [1-3]

Рисунок 2. Рост доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ): 1 - в энергопотреблении (к уровню 1990г.); 2 - в энергобалансе страны (в конечном энергопотреблении: электроэнергия, тепло, топливо) согласно энергетической стратегии Германии

Источник: выполнено автором на основе данных [1 - 3]

В рамках энергетического перехода, исходя из приоритетов энергетической стратегии Германии: энергоэффективность, экологичность и декарбонизация, в период до 2040 года будет реализован следующий комплекс мер:

- Развитие и поддержка НВИЭ;
- Программа закрытия атомных электростанций к 2022 году;
- Программа закрытия угольных электростанций к 2038 году.

И если мероприятия по развитию и поддержке НВИЭ прочно вошли в энергетическую сферу страны, имеют политическую, экономическую и технологическую поддержку государства и сопровождаются одобрением различных слоёв общества, то программы по закрытию атомных и, особенно, угольных электростанций сопровождаются неоднозначной реакцией населения, бизнеса и профсоюзов. На мировой арене, и в рамках Евросоюза Германию часто критиковали за двойственность позиций при реализации энергетического перехода. Страна, реализующая “Energiewende”, не должна быть настолько зависима от угольной генерации, отказ от которой является первой ступенью при переходе к низкоуглеродной энергетике.

На сегодняшний день Германия имеет самый большой парк угольных электростанций в Европе. Это также четвертый по величине парк в мире, после Китая, США и Индии. Это выводит немецкую угольную генерацию на международный уровень по технологическим, политическим и климатическим (экологическим) аспектам.

Угольные мощности Германии, представляющие собой 40 Гигаватт без учета мощностей, находящихся в резерве, составляют четверть мощностей Евросоюза в целом. На основе угольной генерации производится почти 40% немецкой электроэнергии, доля угольной генерации в общем энергобалансе за последнее десятилетие снизилась весьма незначительно (Рис.3).

Рисунок 3. Угольные мощности стран Евросоюза

Источники: Carbon Brief, Highcharts

На угольные электростанции страны приходится более 25% национальных выбросов CO₂ и 7% от общего объема выбросов CO₂ ЕС. Для наглядности можно отметить, что годовой объем выбросов CO₂ Германии больше, чем годовые объемы выбросов парниковых газов Нидерландов и Австрии вместе взятых.

Таким образом, угольный вопрос остаётся одним из наиболее острых для немецкого правительства. Для решения данной проблемы была сформирована немецкая угольная комиссия, результатом работы которой стал документ, содержащий рекомендации правительству, на основании которых был принят план так называемого «Coalexit» - отказа от угольной генерации.

Комиссия рекомендует завершить добычу угля к 2038 году с фиксированным сокращением мощности электростанций к 2022 и 2030 годам. Пострадавшим компаниям, работникам, регионам и потребителям предлагается компенсация, размер которой может достигнуть €40 млрд.

Также стоит отметить, что, даже при полной остановке угольных электростанций, несмотря на существенное снижение выбросов парниковых газов от угольной генерации, уровень выбросов парниковых газов необходимый для реализации требований Парижского соглашения по климату (обеспечить глобальное повышение температуры менее чем на 2 градуса) не будет достигнут (Рис.4). К 2038 году (к моменту закрытия всех немецких угольных станций) уровень выбросов CO₂ будет превышать требования Парижского соглашения более, чем на 1 млрд тонн.

Рисунок 4. Динамика выбросов парниковых газов в рамках реализации программы по отказу от угольной генерации в Германии

Источники: Carbon Brief, Highcharts

Очевидно, что вопросы снижения антропогенного воздействия от угольной генерации требуют детальной проработки и обсуждения, но так же очевидно, что отказ от угольной генерации создает окно возможностей для других энергоресурсов, в первую очередь для природного газа и НВИЭ. По результатам прогнозов МЭА и ВР именно сектор

газа и сектор НВИЭ должны показать наиболее активный рост на мировой арене вплоть до 2030 года (Рис. 5).

*Без учета гидроэнергетики

Рисунок 5. Доли различных видов топлива в мировой генерации электроэнергии

Источник: Международное Энергетическое Агентство, прогноз на 2030 год в сценарии New Policies

Для определения места природного газа в низкоуглеродной энергетике Германии нужно ответить на три основных вопроса:

1. Будет ли расти спрос на первичную энергию в Европе (Германии)?
2. Какова будет структура энергогенерации и энергопотребления?
3. Будет ли продолжаться интенсивный рост ВИЭ?

Структура энергогенерации в Германии демонстрирует последствия энергетического поворота. В первую очередь это постепенное снижение доли атомной энергетики в энергобалансе, в связи с закрытием атомных электростанций, некоторое снижение доли угля и разумеется существенный рост сектора ВИЭ.

Если обратить внимание на динамику и структуру спроса на первичную энергию в Германии, то важно отметить тот факт, что потребление энергии в Европе (и в Германии) за последнюю пару лет не растет, а снижается. Структура спроса на первичные энергоносители за период 2007-2017 гг. изменилась значительно, и если нефть как лидирующий энергоноситель сохранила свои позиции (35,3 % - в 2007 г., 35,8% - в 2017 г.), то угольная (26,1% – в 2007г., 21,3% - в 2017г.) и атомная (9,6% - в 2007 г., 5,1% - в 2017г.) энергетика уступили природному газу (23,0% - в 2007г., 23,1% - в 2017 г.) и НВИЭ (4,6% в 2007 г., 13,4% - в 2017 г.).

Сложившаяся ситуация свидетельствует об усилении межтопливной конкуренции и обострении борьбу за освобождающиеся атомные и угольные мощности. За последние годы наибольший рост спроса демонстрирует сектор НВИЭ, тем не менее, газ также показывает положительные результаты, вернувшись к показателям 2007 года, однако рост спроса на природный газ не столь велик, как прогнозировал ряд аналитиков.

Говоря о роле угля в генерации Германии, стоит отметить, что в то время как доля каменного угля снизилась на 35%, доля бурого угля снизилась лишь на 7%, тем самым

можно утверждать, что уголь продолжит играть существенную роль в энергогенерации страны вплоть до 2030 года (Рис.6).

Рисунок 6. Динамика угольной энергогенерации
Источник: Fraunhofer ISE

Доля природного газа увеличилась с 2002 г. по 2018 г. на 11%, но по сравнению с максимальной генерацией 2008г. снизилась на 33,6% (рис.7), тем самым доля газа хоть и остается значительной не показывает столь стремительного спроса, как хотелось бы крупным немецким и российским компаниям.

Рисунок 6. Динамика газовой энергогенерации
Источник: Fraunhofer ISE

Перспективы природного газа тесно связаны с текущей политической ситуацией в мире. Положительными аспектами является оценка значимости природного газа для энергобезопасности Германии, которая отражена в разработанной правительственной комиссией Конвенции, и поддержка Правительством Германии строительства газового трубопровода «Северный поток - 2», несмотря на сильное политическое давление США.

С другой стороны значительные темпы роста продолжает показывать сектор НВИЭ. Доля ВИЭ увеличилась с 2002 г. по 2018 г. на 32% (Рис.7). Тем не менее, немецкому правительству уже сейчас приходится идти на значительные уступки, дабы продолжать

увеличивать долю НВИЭ. Так на законодательном уровне немецкое правительство запрещает инвестирование в традиционные углеводороды для стимулирования сектора НВИЭ.

Рисунок 7. Динамика энергогенерации из ВИЭ

Источник: Fraunhofer ISE

Сравнительная дороговизна производства, высокие тарифы на энергию из возобновляемых источников, изменчивость системы и ее негибкость в условиях переменчивости природных условий повышают степень риска, так как ВИЭ не всегда могут среагировать на возросший спрос в связи с непостоянной энергогенерацией. Дальнейшее развитие и продвижение ВИЭ невозможно без повышения гибкости системы, а именно укрепления и объединения сетей, развития технологий хранения возобновляемой энергии и создания гибких предложений реагирования на спрос.

Если обратить внимание на прогнозы периода формирования концепции Европа 2020, то становится понятно, что прогнозы устарели и большая их часть очень далека от реальности. Тем не менее, многие европейские программы всё еще опираются на эти устаревшие данные.

Однако даже в современных прогнозах нет единства мнений. На текущий момент существуют два противоположных сценария развития спроса на газ в Германии: эволюционный и революционный. В то время как эволюционный сценарий (Рис.8) ориентируется на экономическую выгоду, тем самым делая ставку на природный газ, революционный, в свою очередь, предполагает усиления климатического регулирования, лоббирование интересов НВИЭ на рынке и, следовательно, снижение спроса на газ и традиционные углеводороды.

На текущий момент одним из перспективных направлений развития энергетического сектора Германии, которое соответствует одновременно и Энергетической стратегии Германии, и интересам газоэкспортеров является синергетическое развитие секторов природного газа и НВИЭ.

Технология Power-to-gas позволяет превращать энергию НВИЭ (ветровую или солнечную), сначала в водород, а затем в синтез-газ. На первой стадии энергия ВИЭ используется для электролиза воды с получением кислорода и водорода. Тогда как, полученный водород имеет несколько вариантов применения.

Первый: водород может подаваться в традиционные газовые сети (в объеме не более 2%) для формирования, так называемого, «зеленого газа», т.е. газа, который после использования образует значительно меньшее количество парниковых газов, что позволит природному газу соответствовать новым требованиям климатического регулирования.

Рисунок 8. Динамика изменения спроса на газ в Германии по революционному (сверху) и эволюционному (снизу) сценарию, 2018 г.

Источник: The energy market in 2030 and 2050 – The contribution of gas and heat infrastructure to efficient carbon emission reductions. Final Report, January 2018 [10]

Второй: водород может закачиваться в хранилища для будущего использования, например, в качестве топлива.

Третий: водород может использоваться для получения синтез-газа метанированием. Метанирование - это химическая реакция, которая преобразует окись углерода и/или углекислый газ и водород в метан.

Таким образом, можно сделать вывод, что будущее останется за совместными проектами в области природного газа и НВИЭ. Именно достижение синергетического эффекта в области энергетики может позволить достичь баланса энергетической системы. Развитие зеленых технологий и создание зеленого газа с помощью технологии Power-to-gas позволит побороть скептицизм противников газа в Германии и увеличить долю газа в энергобалансе.

Остро стоит вопрос окна возможностей и у производственных энергетических компаний. У них есть возможность занять перспективный рынок в условиях освобождения атомных и угольных мощностей за счет разработки и применения новых гибридных технологий. На текущий момент вопрос стоит в скорости развития технологий. Уже сейчас формируются проекты умных городов (SMART CITY) и поселений, интегрирующих в себе инновации для создания энергоэффективных самообеспечивающих энергосистем, использующих различные источники энергии, как традиционные, так и безуглеродные. Цифровые технологии позволяют объединить все проекты в единую систему и автоматизировать процесс производства, передачи, аккумулирования и хранения энергии.

Таким образом, в результате проведенной работы можно сделать следующие выводы:

- Высокая степень неопределенности спроса на природный газ не дает достоверного ответа о результатах межтопливной конкуренции уголь/газ/НВИЭ в Германии (Европе), однако свои позиции в топливно-энергетическом балансе Германии природный газ сохранит в периоде до 2050г.;
- Существуют два основных сценария развития газового рынка Германии, сценарий параллельного развития секторов газа и НВИЭ в энергетике Германии отвечает интересам всех газозэкспортеров, включая российские компании;
- По мнению немецких экспертов, будущее в энергетическом секторе за взаимосвязанными энергосистемами (электроэнергия + природный газ);
- При любом сценарии для укрепления позиций природного газа компаниям необходимо развивать инновационные технологии, такие как Power-to-Gas, водородные технологии; расширять применение газовой инфраструктуры (сети, подземные хранилища газа) для снятия проблем перепроизводства (накопления, хранения) ВИЭ.

Список использованной литературы:

1. Энергетическая концепция Германии – 2050. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/>
2. Закон Германии о возобновляемых источниках энергии (Erneuerbare – Energien – Gesetz - EEG)
3. Германский План по защите климата 2050 www.bmub.bund.de/N53483/
4. BP Statistical Review of World Energy 2018
5. Международное Энергетическое Агентство, прогноз на 2030 год в сценарии New Policies
6. <https://www.dw.com/ru/отказ-германии-от-угля-последствия-для-российских-шахтеров-и-газпрома/a-47269651>

7. <https://www.reuters.com/article/us-energy-eworld-fair-gas/german-gas-demand-seen-rising-due-to-coal-exit-plan-idUSKCN1PV155>
8. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/012819-german-commission-recommends-7-gw-of-coal-closures-by-2023>
9. <https://www.reuters.com/article/us-uniper-methane/germanys-uniper-feeds-wind-power-to-methane-into-gas-grid-idUSKCN1R726F>
10. The energy market in 2030 and 2050 – The contribution of gas and heat infrastructure to efficient carbon emission reductions. Final Report, January 2018. www.ewi.research-scenarios.de
11. <http://renen.ru/scientists-managed-to-radically-improve-the-efficiency-of-power-to-gas-technology/>
12. <https://www.uniper.energy/>

Может ли Турция стать газовым хабом Юго-Восточной Европы?

Турция исторически была одним из важнейших транзитных коридоров между Востоком и Западом. И сегодня она обеспечивает единственный морской проход из Черного в Средиземное море. Контроль над Босфором продиктовал большую часть геополитической истории региона. География Турции делает ее важным международным и региональным транзитным маршрутом между богатыми углеводородами странами Ближнего Востока, Центральной Азии, России и Средиземноморья с одной стороны, и Европейского Союза с другой.

Проекты в области природного газа важны для удовлетворения возрастающего внутреннего спроса страны (53 млрд м³ в 2017 году). С быстро растущей экономикой и населением более 80-ти миллионов человек, страна является одним из самых быстрорастущих потребителей энергии в мире за последнее десятилетие, уступая только Китаю в росте спроса на электроэнергию и газ. С запуском Трансанатолийского газопровода (TANAP) из Азербайджана увеличились поставки природного газа в Турцию. А после завершения строительства Трансадриатического газопровода (TAP), который является продолжением TANAP, газ будет поступать в Юго-Восточную, Восточную, Центральную и Западную Европу. Российский газ поставляется турецким потребителям благодаря Голубому потоку и первой нитке газопровода Турецкий поток. А завершение строительства второй нитки Турецкого потока обеспечит газоснабжением страны Южной и Юго-Восточной Европы. Эти дополнительные крупные трубопроводы помогут укрепить положение Турции как энергетического моста из богатых углеводородами стран в Европу.

Энергетическая политика Турции по обеспечению энергоресурсами своего рынка совпадает с внутренними целями по диверсификации источников, и внешними по превращению страны в транзитный коридор и газовый хаб Юго-Восточной Европы.

Преимущества для Турции от создания глобального газового хаба очевидны:

1. Стабилизация цен. Инвестирование в создание газового хаба повысит использование газа в качестве ключевого источника энергии для Турции. Это в свою очередь позволит эффективно отделить цены на природный газ от цен на нефть, устраняя значительный источник волатильности.

2. Экономические выгоды. Хотя хаб не будет приносить в Турцию валютную выручку от экспорта собственной добычи газа, он позволит получать прибыль для сопутствующих финансовых и физических услуг. Хаб также поспособствует инвестициям в добычу внутреннего газа.

3. Энергетическая безопасность Турции повысится за счет диверсификации поставок, а также увеличения газохранилищ. Последнее – необходимое условие, так как чисто физически у газового хаба должно быть достаточно хранилищ как для обеспечения ликвидности подачи газа, так и для облегчения купли-продажи газа трубопроводами-носителями. Сейчас на территории Турции располагается шесть газохранилищ. В планы страны входит строительство дополнительных региональных хранилищ, эквивалентных 20 процентам собственного потребления газа, которые будут обслуживать как турецких, так и иностранных клиентов. Кроме того, газовый хаб фактически делает Турцию экспортером природного газа независимо от уровня собственной добычи. Это позволит стране напрямую реагировать на спрос со стороны европейских покупателей и увеличивать общие мировые поставки. А также приведет к улучшению торговых соглашений и увеличению инвестиций в турецкую экономику.

4. Общемировая важность. Ожидается, что глобальная ценность природного газа будет расти в результате увеличения поставок нетрадиционных углеводородов. По прогнозам Международного энергетического агентства к 2040 году ежегодная

добыча природного газа из нетрадиционных ресурсов увеличится на 1 061 млрд м³, тогда как традиционные источники вырастут только на 622 млрд м³. Ожидается, что общая годовая добыча природного газа вырастет с 3 536 млрд м³ до 5 219 млрд м³. В экономических интересах Турции оставаться привязанными к этому важному мировому энергетическому ресурсу.

Однако, создание надежного газового хаба потребует значительных инвестиций в инфраструктурные изменения на нынешнем турецком рынке природного газа:

- разработку новых прозрачных рыночных механизмов;
- поддержания дополнительного внутреннего производства различных источников энергии

для увеличения их объема и ликвидности;

- разрешения основных геополитических напряжений, которые препятствуют инвесторам;

- разработки дополнительных источников снабжения;

- поиск потенциальных клиентов и поставщиков.

Создание конкурентного рынка – желанная цель Турции. С каждым годом страна все наращивает инфраструктуру природного газа и импортирует его из разных стран. Диверсификация источников поставок является ключевой особенностью энергетической политики Турции. Так TANAP предоставляет доступ к месторождению Шах Дениз в Азербайджане. Трубопровод «Турецкий поток» способен обеспечить новые возможности импорта газа из России. Рисунок 1 демонстрирует недавний прогноз Стамбульского центра по энергетике и климату¹⁷ о диверсификации турецких поставщиков природного газа на ближайшие годы. Диаграмма иллюстрирует важность российского и азербайджанского газа, а также растущее значение СПГ, где к текущим контрактным поставщикам СПГ - Нигерии и Алжиру, прибавляется Катар.

Рисунок 1. Доля импорта Турецкого газа и различных стран

Источник: Sabancı University Istanbul International Center for Energy and Climate

¹⁷ Sabancı University Istanbul International Center for Energy and Climate (IIEEC)

Турция и Европейский союз

Отношения между Европейским Союзом и Турцией исторически были тесными, однако, достаточно сложными и тернистыми. Турция стремится стать полноправным участником Европейского союза с 1987 года. Тем не менее, несмотря на значительные успехи, такие как создание в 1995 году Таможенного союза ЕС-Турция двусторонние отношения столкнулись со многими трудностями. Это и спор о Кипре, эпизоды экономической и политической турбулентности в Турции, но самое главное - открытая оппозиция среди основных стран Евросоюза, таких как Германия и Франция к членству Турции в ЕС. Несмотря на сложный контекст политических взаимоотношений Евросоюза и Турецкой Республики, в областях энергетики и климата стороны всегда стремились к взаимопониманию и выгоде. Хотя, энергетическая глава процесса вступления Турции в ЕС так и не была открыта, двусторонние энергетические отношения между ними развивались на протяжении многих лет.

Газ всегда был в центре энергетических дискуссий ЕС-Турция. Турция стала потенциальной ключевой транзитной страной, способной внести существенный вклад в безопасность поставок газа в ЕС, в основном благодаря своему стратегическому положению между Европой и богатыми газом странами Каспия и Ближнего Востока.

В начале 2000-х годов развитие событий стало более конкретным благодаря обсуждению трубопровода Набукко (англ. Nabucco), проекта по транспортировке до 31 млрд м³ газа из Азербайджана, Туркменистана, Ирака и Ирана в Европу через Турцию. Набукко стал флагманским проектом Южного газового коридора (Southern Gas Corridor, далее SGC) - инициативы Европейской комиссии, начатой в 2008 году с целью уменьшения чрезмерной зависимости ЕС от поставок российского газа. Годы Nabucco стали золотым веком энергетического сотрудничества между ЕС и Турцией. Казалось, что, наряду с газом, трубопроводы смогут также внести экономическое процветание и политическое сотрудничество. Однако проект в конечном итоге потерпел неудачу.

В период с 2011 по 2013 год Азербайджан предложил и начал разрабатывать проект газопроводов TANAP-TAP (рисунок 2) в рамках Южного газового коридора¹⁸ (ЮГК), протяженностью 3500 километров от Азербайджана до Европы. Целью строительства газопровода является поставка 6 млрд м³ газа в год в Турцию и 10 млрд м³ в год в Европу, начиная с 2020 года. Пропускная способность трубопровода может увеличиться до 24 млрд м³, а затем до 31 млрд м³ при реализации дополнительных инвестиций.

Церемония открытия Трансанатолийского газопровода (TANAP), составляющего основу Южного газового коридора (1850 км из 3500 км) состоялась 12 июня 2018 года. На конец января 2019 года проект Трансадриатического газопровода (ТАР) был выполнен на 85,2%. Система газопроводов TANAP-TAP является стратегически важным как для Турции, так и для ЕС. Он вносит вклад в региональный климат мира и стабильности, сближая Турцию и Европейский союз.

Однако, несмотря на годы планирования и сложность проекта, его мощность, составляющая 16 млрд. м³ в год, составляет примерно половину того, на что надеялась Европейская комиссия. Ежегодные потребности Евросоюза в газе достигают 500 млрд. м³. Из них около 130 миллиардов добываются в самом ЕС, остальные, согласно данным Eurostat, импортируются из России и Норвегии (по 37%), Алжира (менее 13%), Катара и других стран (более 10%). Из этих данных видно, что Южный газовый коридор, с его предполагаемыми поставками газа в Европу в 10 млрд куб. м удовлетворяет только 2% спроса в ЕС.

¹⁸ Южный газовый коридор — это энергетический проект, состоящий из трех газопроводов: Южно-кавказского, Трансанатолийского (TANAP) и Трансадриатического (ТАР). В проекте участвуют 7 стран и 11 компаний. Общая сумма инвестиций составляет около 40 миллиардов долларов США.

Рисунок 2. Маршрут трубопроводов TANAP-TAP

Источник: Interfax

Таким образом, в своем нынешнем виде ЕС мало что делает для ограничения зависимости от России. Во-первых, строительство второй ветки Северного потока (суммарная мощность - 55 млрд куб. м газа в год) и продолжения маршрута Турецкого потока (31,5 млрд куб. м газа в год) делают Южный газовый коридор еще менее конкурентоспособным. А во-вторых, изменения, которые сделали бы ЮГК более коммерчески жизнеспособным, маловероятны. Сторонники проекта утверждают, что они планируют удвоить объем экспорта, если будет доступно больше газа, особенно из Туркменистана. Но расширение потребует новой инфраструктуры и дополнительных затрат. Одним из способов избежать этого является подача нового газа из Туркменистана по Южному газовому коридору посредством своп-сделки, предусматривающей транзит через Иран. Но возобновленные американские санкции против Ирана исключают этот вариант. Они также препятствуют разработке богатых газовых ресурсов в Иране, которые могли бы быть экспортированы в ЕС.

Однако, не все так плохо. По крайней мере, один энергетический гигант, серьезно относится к идее расширения Южного Газового Коридора – это российский Газпром, чей исполнительный директор заявил, что будет претендовать на доступ к трубе. Европейские правила требуют от Южного газового коридора открыть расширение мощностей для наиболее конкурентоспособного поставщика. В этом случае с огромными запасами «Газпрома» и его низкими издержками будет трудно конкурировать. В итоге, проект, заявленный как способ диверсификации поставок газа в Европу, может стать дополнительным маршрутом для его нынешнего, главного поставщика - России.¹⁹

Обсуждения энергетической безопасности между Европой и Россией часто сосредоточены на природном газе, поскольку манипулирование поставками сырой нефти и нефтепродуктов, как правило, является менее эффективной тактикой. Нефть и связанная с ней продукция продается на мировых рынках с высокой степенью взаимозаменяемости, поэтому запасные ресурсы можно относительно легко закупать и транспортировать в случае прерывания российского экспорта. Более низкая функциональность исторически ограничивала варианты обходного пути в случае перебоев с поставками природного газа. В

¹⁹ A plan to reduce Europe's dependence on Russian gas looks shaky / The Economist. - Jan 5th 2019. <https://www.economist.com/business/2019/01/05/a-plan-to-reduce-europes-dependence-on-russian-gas-looks-shaky>

частности, более низкая доступность потребителей из Центральной и Восточной Европы к СПГ и другим потенциальным источникам замещающего газ ресурсов увековечила зависимость от российских поставок и сделала трубопроводы естественной стратегической опорой для Кремля.

Турция и Россия

Энергетика является наиболее важным аспектом российско-турецкого сотрудничества, которое началось еще в 1987 году, когда в Трансбалканский трубопровод была перекачана первая партия российского природного газа. В 1997 году Россия и Турция подписали межправительственное соглашение на 25-летний период о строительстве газопровода «Голубой поток», гарантирующего поставку из России в Турцию 16 млрд. м³ природного газа в год.

Сегодня энергетическое сотрудничество между двумя странами широко развивается. Благодаря этому в 2017 году импорт природного газа в Турцию достиг рекордного уровня в 53,5 миллиарда кубометров, и около 52 % этого импорта пришлось на Россию. Таким образом, Россия стала самым важным поставщиком газа на турецкий рынок. Турция, со своей стороны, является вторым по величине экспортным рынком газа для Газпрома (после Германии) и входит в десятку крупнейших торговых партнеров России. С открытием в конце 2019 года первой нитки газопровода «Турецкий поток» (англ. TurkStream) зависимость Турции от экспорта углеводородов из России возрастет еще заметнее.

Проект газопровода из России в Турцию был впервые предложен В.В. Путиным в 2014 году. В том же году корпорации Газпром и Botash подписали Меморандум о взаимопонимании по строительству газопровода через Черное море в Турцию. После кризиса по поводу авиационного инцидента между странами в ноябре 2015 года переговоры с Турцией по «Турецкому потоку» были приостановлены. В 2016 году после извинений перед Россией правительства подписали Соглашение о проекте TurkStream, и следующем году началось его строительство у черноморского побережья.

Рисунок 3. Маршрут газопровода «Турецкий поток»

Источник: Eadaily

Проект «Турецкий поток» предусматривает транспортировку 31,5 млрд. м³ газа в год путем строительства двух ниток газопровода от российского порта в Черном море (г. Анапа,

КС «Русская») до населенного пункта Кыйыкой в европейской части Турции. Морская часть, которая уже завершена, составляет 930 км трубопровода общей протяженностью 1300 км. Далее одна нитка сухопутного газопровода соединит морской участок с существующей газотранспортной системой Турции у города Люлебургаз. Она предназначена для турецкого потребителя. Вторая нитка дойдет до конечного пункта назначения на греческой границе в г. Ипсала, с целью обеспечения газом страны Южной и Юго-Восточной Европы.

В ходе проекта рассматривались два варианта подачи газа по второй ветке. Один путь через Грецию в Италию, путем возобновления строительства проекта Interconnector Турция-Греция-Италия (ITGI, также известный как «Посейдон»).

Другой путь через Болгарию в Австрию, Венгрию и Сербию, путем возобновления соединительного трубопровода из Турции в Баумгартен (Австрия), как первоначально планировалось в маршруте нереализованного газопровода «Южный поток». Предлагаемая линия, получившая название «Южный поток Лайт» (англ. South Stream Lite), активно поддерживается Болгарией и Сербией.

«Мы хотим, чтобы Болгария сохранила свою стратегическую позицию на газовой карте Европы», - сказала министр энергетики Болгарии Теменужка Петкова. По словам министра, строительство интерконнектора Греция-Болгария важно как для Болгарии, так и для всей Европы, так как позволит диверсифицировать источники поставок и не нарушить законодательство ЕС.

На декабрьской встрече представителей Газпрома и Булгартрансгаза обсуждались возможности транспортировки газа. По результатам переговоров, российская компания заявила о готовности забронировать для «Турецкого потока» 90% мощностей транзитной инфраструктуры Болгарии, уменьшить тарифы и установить более легкий путь решения возможных споров. В свою очередь, болгарская компания запросила увеличить у регулятора пропускную способность будущей инфраструктуры из-за планируемых объемов поставок по «Турецкому потоку». Это необходимо, потому что проект вызывает растущий интерес у газовых трейдеров.

Так крупнейшая итальянская нефтегазовая компания Eni и итальянский оператор системы передачи Snam рассматривают возможность инвестирования в данный проект. Италия импортирует из России около 25 млрд м³ газа в год. И как страна, в большой степени зависящая от российских поставок²⁰, она стремится найти способ гарантировать, что продолжит получать поставки после истечения срока действия украинского транзитного контракта (весь объем российского газа поставляется в Италию транзитом через Украину до австрийского газового хаба в Баумгартене). Стоит отметить, что Eni и Газпром подписали контракт до 2035 года о поставках российского газа в Италию через Баумгартен. Итальянская компания намерена придерживаться данного соглашения, однако стороны уже начали вести переговоры о модернизации контракта и возможностях участия в инвестициях в трубопровод.

Выбор между South Stream Lite и ITGI Poseidon

Сегодня мы можем наблюдать серьезную конкуренцию между Грецией и Болгарией за продолжение второй нитки газопровода «Турецкий поток». Страны соревнуются за то, чьей территории будет проходить маршрут, то есть, кто из них станет транзитной зоной для российского газа на пути в Европу. Москва ведет переговоры с обеими странами, а также со странами, где планируется строительство трубопровода:

- 20 февраля 2019 года состоялся визит делегации Газпрома в Сербию. В рамках встречи был отмечен рост поставок российского газа в страну, который на начало 2019 года вырос на 8,8% по сравнению с аналогичным периодом 2018

²⁰ Поставки газа из России покрывают более 40% потребления газа в Италии. Страна является третьим по величине импортёром российского газа

года. Также активно обсуждалось строительство газотранспортной инфраструктуры на территории Сербии.

- 6 марта 2019 года в рамках встречи с главным партнером Газпрома в Австрии - нефтегазовой компанией OMV AG, обсуждалось развитие научно-технического сотрудничества, а также новые возможности экспорта российского газа в страну. Стоит отметить, что в сравнении с аналогичным периодом прошлого года, в 2019 году поставки российского газа в Австрию значительно выросли – на 32,9%, составив 3,3 млрд м³ газа (за период с 1 января по 5 марта 2019 года).
- 21 марта 2019 года прошла встреча с министром внешнеэкономических связей и иностранных дел Венгрии Петером Сийярто. Особое внимание было уделено строительству новых экспортных газопроводов. Необходимо подчеркнуть, что в 2018 году Венгрия увеличила импорт российского газа на 9,3% — до 7,6 млрд м³. По предварительным данным Газпрома, с 1 января по 20 марта компания поставила в республику 1,3 млрд куб. м газа — на 12,1% больше, чем за аналогичный период 2018 года.

Изначально, продолжение «Турецкого потока» планировалось через Грецию и далее по Адриатическому морю в Италию. Вариант Болгарии возник значительно позже, однако оказался более выгодным. Через Болгарию уже проложен газопровод, который может использоваться для продолжения нитки Турецкого потока. Поэтому приоритетным маршрутом продолжения TurkStream Газпром выбрал Болгарию. Сегодня «Булгартрансгаз» проводит аукцион по бронированию мощностей из Турции в Болгарию на 15 лет с ежегодным объемом — 17,5 млрд м³ газа. На выход из Болгарии в Сербию болгарская компания выставила на аукцион около 4 млрд м³ в 2020 году и более 12 м³ кубометров с 2021 года. Следовательно, становится очевидно, что весь российский транзит в Болгарию с 2020 года, а полномасштабный транзит в Европу через Сербию — не ранее, чем в 2021 году.

Рисунок 4. Планируемые варианты продолжения трубопровода TurkStream для соединения с Южной и Центральной Европой
Источник: Geopolitical Intelligence Services

По мнению экспертов, объема газа, который может обеспечить вторая нитка газопровода (15,75 млрд м³) превышает нужды Греции и Болгарии, однако общие потребности стран и их соседей могут превысить эту цифру. Поставка газа из России конкурентоспособна и более рентабельна по сравнению с другими его источниками (например, с TANAP). В связи с этим есть вероятность того, что Россия может проложить маршрут газопровода и через Болгарию, и через Грецию. Последняя будет покупать российский газ для личного потребления, а при продолжении маршрута в Италию – сможет брать деньги за транзит.

Стратегические перспективы

Сегодня, доставка российского газа в Европу происходит по трубопроводам через Беларусь, Украину и Балтийское море. Срок действия транзитного контракта с Украиной истекает 31 декабря 2019 года. И в это время планируется начать поставки через «Северный поток 2» и «Турецкий поток».

Таким образом, трубопровод через Турцию — это не просто обходной путь для украинского газопровода. Это переломный момент для поставок российского газа в Европу, открывающий новую главу энергетических и экономических возможностей. Экономика энергетики является ключевой для европейских рынков газа. Надежное и доступное предложение фактически является конечной целью всей деятельности по реструктуризации рынка и энергетических пакетов, представленных в ЕС. И это именно то, что предлагают два проекта: маршрут, который обеспечивает безопасность поставок по доступным ценам. Ожидается, что они будут конкурентоспособными, поскольку инвестиционные затраты не так высоки, с чем другие поставщики должны конкурировать.

Рисунок 5. Маршрут проекта EastMed

Источник: Tekmor Cyprus, Tekmor LLC

Например, предлагаемый трубопровод Восточного Средиземноморья (EastMed) для транспортировки 10 млрд. м³ в год из морских запасов газа в Левантинском бассейне (Кипр и Израиль) в Грецию, Италию и другие страны Юго-Восточной Европы, едва ли сможет конкурировать с газопроводами Северный поток 2 и Турецкий поток в связи с

необходимостью огромных инвестиций. По причине технических трудностей из-за глубины морского участка трубопровода EastMed, проект оценивается 7,36 млрд. долларов. Не смотря на это, Европейская комиссия уже выделила 2 млн. евро²¹ на предварительную оценку целесообразности строительства трубопровода и определила его как проект общего интереса (PCI). Предполагается, что этот маршрут сможет оказать существенное влияние на интеграцию энергетических рынков и диверсификацию поставщиков.

Однако очевидно, что экономика должна направлять инвестиции в энергетические проекты, а не в политику. Иначе просто невозможно добиться экономической эффективности. Как правило, энергетические проекты ведут к стратегическому партнерству и направляют внешнюю политику. Тому пример газопровод NordStream 2, который укрепил сотрудничество между Германией и Россией. Турецкий поток также является хорошей моделью для расширения стратегического партнерства между Турцией и Россией.

С другой стороны, похоже, что эти проекты также укрепляют стратегическое партнерство между Соединенными Штатами и Украиной. 16 ноября 2018 года (за три дня официального завершения строительства морского участка TurkStream) страны выпустили Совместное заявление о стратегическом партнерстве США и Украины, направленного на прекращение строительства Nord Stream 2 и TurkStream 2. Также летом 2018 года президент Европейской комиссии Жан-Клод Юнкер и Дональд Дж. Трамп договорились укреплять энергетическое сотрудничество ЕС-США. Начиная с 2016 года, США уже увеличила экспорт сжиженного газа в Португалию с 0 до 2,8 млрд кубометров, что говорит о плодотворном и эффективном сотрудничестве стран. Юго-Восточная Европа вообще является одним из целевых рынков для экспорта энергоресурсов из США, и Польша уже подписала 20-летнее соглашение о покупке СПГ у Соединенных Штатов.

Юго-Восточная Европа, как регион, где ожидается быстрый рост спроса на энергоресурсы, вообще является целевым рынком для российского газа, газа Восточного Средиземноморья и Каспия. Таким образом, время вести с регионом эффективный энергетический, экономический и геополитический диалог.²²

Список использованной литературы

1. Energy Minister: We want Bulgaria to Maintain its Strategic Position on Europe's Gas Map / Sofia News Agency. – 23.02.19 / Режим доступа: <https://www.novinite.com/articles/195359/Energy+Minister>
2. Gazprom sets record high gas exports to Turkey in 2017 / Anadolu Agency. - 18 December 2017. Режим доступа: <https://www.aa.com.tr/en/energyterminal/natural-gas/gazprom-sets-record-high-gas-exports-to-turkey-in-2017/16013>
3. Gürkan Kumbaroğlu. Nord Stream 2 and Turkish Stream Appear to Be Unstoppable / Valdai International Discussion Club, - 03.12.2018. Режим доступа: <http://valdaiclub.com/a/highlights/nordstream-2-and-turkish-stream/>
4. How Turkey scored big in the gas pipeline game / Geopolitical Intelligence Services 31 October 2018. Режим доступа: <https://www.gisreportsonline.com/gis-dossier-how-turkey-scored-big-in-the-gas-pipeline-game,energy,2706.html>
5. International Energy Agency - World Energy Outlook (2016), p. 181
6. Leman Mammadova. Offshore part of Turkish Stream solemnly opens / Azernews. - 20 November 2018

²¹ Согласно Джуиш Ньюс (основанная в 1997 году газета «Еврейские новости» является самой популярной еврейской газетой в Великобритании, где публикуются самые свежие новости и аналитические материалы.), ЕК готова выделить 100 млн долларов на разработку

²² Gürkan Kumbaroğlu. Nord Stream 2 and Turkish Stream Appear to Be Unstoppable / Valdai International Discussion Club / 03.12.2018. <http://valdaiclub.com/a/highlights/nordstream-2-and-turkish-stream/>

7. Lorenzo Colantoni, Dicle Korkmaz, Nicolò Sartori, Mirja Schröder, S. Duygu Sever and Suhnaz Yilmaz. Energy and Climate Strategies, Interests and Priorities of the EU and Turkey / FEUTURE Papers, (2017).- Online Paper No. 2. Режим доступа: <http://www.iai.it/en/pubblicazioni/energy-and-climate-strategies-interests-and-priorities-eu-and-turkey>
8. Melanie Kenderdine. The Importance of Natural Gas to Turkey's Energy and Economic Future / Turkish Policy Quarterly. -Fall 2018, Volume 17, Number 3
9. Remarks by High Representative/Vice-President Federica Mogherini at the press conference following the EU-Turkey High Level Political Dialogue, European External Action Service, 25 July 2017. Режим доступа: https://eeas.europa.eu/headquarters/headquarters-homepage_en/30391/EU-Turkey%20High%20Level%20Political%20Dialogue
10. Sohbet Karbuz. EU-Turkey Energy Cooperation: Challenges and Opportunities, IAI Working Papers (2014) 14(12). Режим доступа: <http://www.iai.it/sites/default/files/iaiw1412.pdf>
11. Toi Staff. Israel, Cyprus, Greece and Italy agree on \$7b. East Med gas pipeline to Europe / The Times of Israel. - 24 November 2018.
12. Ünal Çeviköz. Turkey's relations with NATO & Russia: a foreign policy impasse? / Turkish Policy Quarterly. - Summer 2018, Volume 17, Number 2
13. Simone Tagliapietra. A new strategy for EU-Turkey energy cooperation / Turkish Policy Quarterly, Fall 2018, Volume 17, Number 3
14. Греция и Болгария конкурируют за маршрут Турецкого потока / Риа новости, - 6.02.2019. Режим доступа: <https://ria.ru/20190206/1550478427.html>
15. ЕС не против: газопровод через Болгарию в Сербию отдадут «Турецкому потоку». Режим доступа: <https://easaily.com/ru/news/2018/12/20/es-ne-protiv-gazoprovod-cherez-bolgariyu-v-serbiyu-otdadut-tureckomu-potoku>
16. Релизы Газпрома: Об итогах визита делегации «Газпрома» в Сербию (от 20.02.19); В начале 2019 года «Газпром» увеличил поставки газа в Австрию на 32,9% (от 6.03.19); В 2019 году Венгрия продолжает наращивать импорт российского газа (от 21 03.19)

Киат М.И., Илюхин С.И., Оздоева А.Х.

**Индонезийское СРП со схемой Валового Разделения как альтернатива для
бизнеса на шельфе России**

1 ВВЕДЕНИЕ

В течение последних десяти лет в нефтегазовом бизнесе возникали различные проблемы, с которыми сталкиваются государства по всему миру. Важный вопрос - долгая дискуссия о Плане Развития (ПР) между МНК и ПС, которая приводит к задержке периода производства. В некоторых случаях доход ПС ниже, чем Операционные Затраты (ОЗ). Эти вопросы тесно связаны со старыми контрактами, которые более не применимы в настоящее время. Поэтому ПС следует быть более осторожным при выборе будущих контрактов. Например, в Индонезии, после анализа низкого уровня дохода при применении СРП с 1970 года и несовместимости существующих типов контрактов, недавно была разработана новая концепция «СРП с Валовым Разделением Продукции», которая до сих пор считается привлекательной для инвесторов, и с тех пор была подписана для 39ти рабочих областей. Дата вступления в силу - январь 2017 года. Основные отличия гибрида СРП и концессии от других видов контрактов заключаются в следующем: разделение начинается с валового дохода; МНК берет на себя 100% ответственность за затраты на разведку и добычу; ПС может увеличивать/уменьшать долю МНК путем оценки переменных (каждый ПР) и прогрессивных компонентов (ежемесячно), конструкция которых основана на калибровке существующих данных нефтяных и газовых месторождений. В целом, эта схема предлагает лучшие подходы в обеспечении уверенности, эффективности и простоты в мире нефтегазового бизнеса.

Целью данного исследования является всестороннее показать, в какой степени схема Валового Разделения Продукции может справедливо отвечать деловым интересам ПС и МНК. Эта статья стремится представить сопоставления, возможности и проблемы в реализации СВР и, прежде всего, фокусируется на корректировке разделенных компонентов и налоговом механизме; основана на качественных и количественных сравнительных методах анализа государственных документов, прогнозов компаний, статистики и академической литературы.

2 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНТРАКТАХ (концессионная и договорная системы)

Нефтяная фискальная система состоит из концессионных и договорных видах контрактов. Концессионные позволяют МНК владеть минеральными ресурсами, а ПС получать оплату налогов и роялти. По договорной ПС сохраняет за собой право собственности на ресурсы, а МНК получает долю доходов от продажи нефти и нефтепродуктов в соответствии с сервисным контрактом (СК) или соглашением о разделе продукции (СРП).

Существует несколько видов СК на основе того, как производится оплата: фиксированная (в чистом виде) или от прибыли (рисковый). СРП обычно характеризуется возмещением затрат (ВЗ), роялти (обычно – в пользу ПС, но индонезийское СРП предполагает возможность первичного деления между ПС и МНК), обязательством на внутреннем рынке (ОВР) (обязательство МНК по продаже определенной части добытой нефти, 25% в Индонезии, на внутреннем рынке ПС по установленной цене) и подоходным налогом. Данная схема в международной классификации называется «СРП с ВЗ». СРП с Валовым Разделением характеризует СРП, основанный на принципе распределения валовой продукции без механизма возмещения затрат.

3 ПРОИСХОЖДЕНИЕ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ ПО СХЕМЕ ВАЛОВОГО РАЗДЕЛЕНИЯ

Как и в случае с СРП ВЗ, СРП ВР так же зародился в Индонезии, в 2017 году. Существует ряд явлений, лежащих в основе его возникновения: 1) Длительные споры часто возникали из-за медленного процесса утверждения бюджета, бюрократии ПС и неэффективности затрат (практика наценки) со стороны МНК; 2) Выручка ПС за 1997-2014 гг. была выше, чем возмещение затрат, и наоборот в 2015 и 2016 гг. Соотношение доходов и расходов за два года составляет соответственно 12,0 / 13,7 и 9,9 / 11,5 млрд. US\$; 3) Коэффициент замещения запаса (КЗЗ) ПС был не выше 50%, что ниже чем в Индии, Малайзии и Вьетнаме, где он более 70%, 120%, 170% соответственно; 4) Добыча нефти ПС резко снижалась из-за сокращения инвестиций в добычу нефти и газа, сокращения запасов нефти и газа и низкой разведочной деятельности. Кроме того, эти проблемы дополняются неспособностью ПС самостоятельно инвестировать средства и её жесткой фискальной политикой, направленной против колебаний цен на нефть. Таким образом, в попытке восстановить стабильность бизнеса, Индонезия, в соответствии с регламентом Министерства энергетики и природных ресурсов № 8/2017, представила новую схему СРП, которая включает 3 основных принципа: 1) Определенность - обеспечение прозрачных и измеримых параметров стимулирования в соответствии с уровнем сложности разработки месторождения; 2) Простота - повышение упрощения и подотчетности бизнес-процессов путем минимизации бюрократической системы закупок и частых дебатов; 3) Эффективность - отстаивание интересов МНК и их систем поддержки с целью повышения способности адаптироваться к колебаниям цен на нефть.

Результаты экономического анализа (ВНР и ЧДД) показали, что в течение полугода после публикации ВР работает недостаточно хорошо почти во всех областях по сравнению с ВЗ. Похоже, что в эту критическую эпоху МНК значительно сокращают капитальные затраты и действуют очень избирательно в инвестировании. МНК, в основном, требуют деловой среды, которая имеет высокую правовую определенность и конкурентоспособные налоговые условия. Принимая во внимание эти факты, ПС выпустила министерское постановление № 52/2017 в качестве пересмотра предыдущего положения о ВР и нового правительственного постановления 53/2017 о налогообложении ВР. ПС добавила новый прогрессивный компонент «цена на газ», отредактировала поэтапное разделение для совокупной добычи и взяла на себя обязательство компенсировать дополнительное разделение «доли министерства», если доля МНК после корректировки разделения все еще будет неэкономична. Что касается налоговых льгот в период от разведки до первой добычи, ПС освобождает МНК от уплаты импортной пошлины, НДС и местных налогов, а также позволяет использовать ускоренную амортизацию и 10-летний перенос налоговых убытков. Другими элементами реформы нефтегазовой политики являются: упрощение процесса выдачи разрешений (дерегулирование), передача твердых обязательств, активов другому подрядчику, приобретение земельных участков ПС через Подразделение Специального Назначения по добыче нефти и газа «SKK Migas», приобретение земли посредством аренды, а также свободный и открытый доступ к данным о нефти и газе. Тем не менее, ВР не устраняет государственный контроль. Причины: рабочие места и объем добычи определяются государством; право собственности на оборудование принадлежит государству; разделение доли происходит в передаточном пункте.

Экономические показатели пересмотренного соглашения считаются более конкурентоспособными, чем ВЗ. Поэтому, с даты выпуска закона, 29 августа 2017 года, по январь 2019 года СВР начала реализовываться на 39 участках, состоящих из 14ти результатов аукциона, 21го переходов на него после окончания предыдущего договора и 4х переходов от СРП с приблизительным инвестиционным обязательством 2,2 млрд. долларов

США. Вскоре будет подписано еще 5 контрактов, один из них – на месторождение с пластами сложного строения - Tanjung Enim Blok.
Механизм и таблица компонентов СРП ВР показаны на рисунках 1 и 2.

Рисунок 1. Механизм индонезийского СРП

Таблица 1.

Эволюция индонезийского контракта СРП

Элемент	Закон № 22/2001 (1976-1987)	Новый контракт (2008-2016)	СРП ВР (2017-Наст.время)
Роялти	Нет	20% к ПС	Нет
Лимит возмещения затрат	100%	на основе ПР (рассчитывается отдельно)	Нет
Подходный налог	56%	40%	40%
Разделение продукции (ПС/МНК)	85/15 (Нефть) 70/30 (Газ)	80/20 (Нефть) 70/30 (Газ)	Базовое: 57/43 (Нефть) и 52/48 (Газ) прогр. и перем. комп.
Кредит на финансирование долгосрочных кап. вложений	20%	Нет	Нет
ОВР	25% от доли МНК за 0,02 \$/баррель	25% от доли МНК за 25% от экспортной цены	25% от доли МНК за 100% от экспортной цены
Амортизация	7 лет для кап. вложений (по методу двойного уменьшения баланса) 10 лет – амортизация (постоянная) для ОЗ	5 лет	10 лет
Выделение средств на рекультивацию	Нет	Да	Да
Другие	Отсутствие лимита на ВЗ	Появляются требования на рекультивацию земель в ВЗ. Дополнительные косвенные налоги	Нет ВЗ. Дополнительные косвенные налоги.
Регулирование	Выгода МНК	Выгода ПС	Компромисс

ПРОГРЕССИВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ (РЕГУЛИРУЕМЫЕ ЕЖЕМЕСЯЧНО)		ПЕРЕМЕННЫЕ КОМПОНЕНТЫ (РЕГУЛИРУЕМЫЕ НА ОСНОВЕ НОВОГО ПР)					
Параметр	Регулирование деления (%)	Параметр	Регулирование деления (%)	Параметр	Регулирование деления (%)	Параметр	Регулирование деления (%)
Цена на нефть (\$/баррель)		Инфраструктура		Глубина залегания пласта (м)		Внутренний контент	
(85 - ИЦСН) * 0.25		Хорошо развитая	0.0	$x \leq 2500$	0.0	$30 \leq x < 50$	2.0
Цена на газ (\$/ММБТУ)		Новая граница на море	2.0	$x > 2500$	1.0	$50 \leq x < 70$	3.0
$x < 7$	$(7 - x) * 2.5$	Новая граница на суше	4.0	Содержание CO2		$70 \leq x < 100$	4.0
$7 \leq x \leq 10$	0	Местонахождение месторождения (глубина моря, м)		$x < 5$	0.0	Плотность нефти (API)	
$x > 10$	$(10 - x) * 2.5$	Суша	0.0	$5 \leq x < 10$	0.5	$x < 25$	1.0
Накопленная добыча (ММБОВЕ)		Море ($0 < h \leq 20$)	8.0	$10 \leq x < 20$	1.0	$x \geq 25$	0.0
$x < 30$	10.0	Море ($20 < h \leq 50$)	10.0	$20 \leq x < 40$	1.5	Стадия разработки	
$30 \leq x < 60$	9.0	Море ($50 < h \leq 150$)	12.0	$40 \leq x < 60$	2.0	Первичная	0.0
$60 \leq x < 90$	8.0	Море ($150 < h \leq 1000$)	14.0	$x \geq 60$	4.0	Вторичная	6.0
$90 \leq x < 125$	6.0	Море ($h > 1000$)	16.0	Содержание H2S		Третичная	10.0
$125 \leq x < 175$	4.0	Тип резервуара		$x < 100$	0.0	Статус месторождения	
$x \geq 175$	0.0	Обычный	0.0	$100 \leq x < 1000$	1.0	ПР I	5.0
БАЗОВОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ		Сложнопостроенный	16.0	$1000 \leq x < 2000$	2.0	ПР II	3.0
Доли ПС (МНК)				$2000 \leq x < 3000$	3.0	Без ПР	0.0
Нефть	57% (43%)			$3000 \leq x < 4000$	4.0		
Газ	52% (48%)			$x \geq 4000$	5.0		

Рисунок 2. Базовые, прогрессивные и переменные компоненты индонезийского СРП ВР

4 РОССИЙСКАЯ ВЕРСИЯ «СХЕМЫ ВАЛОВОГО РАЗДЕЛА» (ИЗУЧЕНИЕ: МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА)

ПРОГРЕССИВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ (РЕГУЛИРУЕМЫЕ ЕЖЕМЕСЯЧНО)		ПЕРЕМЕННЫЕ КОМПОНЕНТЫ (РЕГУЛИРУЕМЫЕ НА ОСНОВЕ НОВОГО ПР)					
Параметр	Регулирование деления (%)	Параметр	Регулирование деления (%)	Параметр	Регулирование деления (%)	Параметр	Регулирование деления (%)
Цена на нефть (\$/баррель)		Инфраструктура		Глубина залегания пласта (м)		Внутренний контент	
(60 - РЦСН) * 0.25		Хорошо развитая ($0 \text{ км} \leq x < 5 \text{ км}$)	0.0	$x \leq 3000$	0.0	$30 \leq x < 50$	2.0
Цена на газ (\$/ММБТУ)		Новая граница на море ($5 \text{ км} \leq x < 60 \text{ км}$)	2.0	$x > 3000$	1.0	$50 \leq x < 70$	3.0
$x < 7$	$(7 - x) * 2.5$	Новая граница на море ($60 \text{ км} \leq x < 300 \text{ км}$)	3.0	Содержание CO2		$70 \leq x < 100$	4.0
$7 \leq x \leq 10$	0	Новая граница на море ($x \geq 300 \text{ км}$)	4.0	$x < 5$	0.0	Плотность нефти (API)	
$x > 10$	$(10 - x) * 2.5$	Местонахождение месторождения (глубина моря, м)		$5 \leq x < 10$	0.5	$x < 25$	1.0
Накопленная добыча (ММБОВЕ)		Суша (острова)	0.0	$10 \leq x < 20$	1.0	$x \geq 25$	0.0
$x < 30$	10.0	Море ($0 < h \leq 20$)	6.0	$20 \leq x < 40$	1.5	Стадия разработки	
$30 \leq x < 60$	9.0	Море ($20 < h \leq 50$)	8.0	$40 \leq x < 60$	2.0	Первичная	0.0
$60 \leq x < 90$	8.0	Море ($50 < h \leq 150$)	10.0	$x \geq 60$	4.0	Вторичная	4.0
$90 \leq x < 125$	6.0	Море ($150 < h \leq 1000$)	12.0	Содержание H2S		Третичная и Четвертичная	8.0
$125 \leq x < 175$	4.0	Море ($h > 1000$)	14.0	$x < 100$	0.0	Статус месторождения	
$175 \leq x < 225$	0.0	Тип резервуара		$100 \leq x < 1000$	1.0	ПР I	6.0
$225 \leq x < 325$	-3.0	Обычный	0.0	$1000 \leq x < 2000$	2.0	ПР II	4.0
$325 \leq x < 525$	-5.0	Сложнопостроенный	16.0	$2000 \leq x < 3000$	3.0	Без ПР	0.0
$x \geq 525$	-7.0			$3000 \leq x < 4000$	4.0	БАЗОВОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ	
Академическая вовлеченность				$x \geq 4000$	5.0	Доли ПС (МНК)	
$68 \leq x$	0.5					Нефть	51% (49%)
$34 \leq x < 68$	0.25					Газ	80% (20%)
$0 \leq x < 34$	0.0						

Рисунок 3. Базовые, прогрессивные и переменные компоненты российского СРП ВР

4.1 Базовые компоненты

Основываясь на культуре нефтяного бизнеса в России, например, на основании проекта «Сахалин-2», базовая доля для ПС должна быть более 50%. Так как Россия является крупнейшей страной с доказанными запасами газа и не критично нуждается в сотрудничестве, то доля ПС по газу составляет 80%.

4.2 Переменные компоненты

Государству необходимо стимулировать МНК, которые готовы брать на себя серьезные риски. Компоненты показывают, сколько % (стимулов) ПС может дать компании для покрытия своих затрат, на основе сложности работы на месторождении.

1) Инфраструктура. – Характеризует удаленность месторождения от ближайшего порта, от которого есть возможность осуществлять доставку производственных материалов, оборудования, предметов первой необходимости, продуктов, а также транспортировку людей. Кроме того, существует необходимость разрушения льда вокруг морской платформы. Необходимы большие транспортные расходы на вертолеты, корабли, ледоколы, танкеры и т. д.

2) Местонахождение месторождения. – Показывает место установки технологического оборудования: на суше (удаленном острове) или на континентальном шельфе. В случае установки на море необходимо учитывать удаленность от ближайшего берега континента. Из-за чрезвычайно высокой стоимости и больших рисков выгодно разрабатывать только крупные месторождения. Движущийся лед, экстремальный климат, высокие волны являются главными угрозами. Кроме того, вид используемой техники и технологий зависят от глубины моря.

3) Тип резервуара. – Демонстрирует сложность разработки нефте- и газоносного пласта. Россия обладает крупнейшими трудноизвлекаемым запасами в мире: тяжелой нефти и битумов, газовых гидратов; сланцевой и легкой нефти плотных пород с малопроницаемыми коллекторами.

4) Глубина залегания пласта. – Показывает глубину залегания нефте- и газоносного пласта. Низкий температурный градиент и сохраняющиеся формации в России приводят к высокой средней глубине залежи УВ: от 3 до 7 км.²³ В связи с этим процесс бурения и добычи занимает больше временных и финансовых затрат.

5) Содержание CO₂. – Характеризует содержание углекислого газа в нефти или газе. Попутно добытый CO₂ должен быть отделен от нефти/природного газа, и утилизирован (сожжен или закачен в резервуар). В этом случае уменьшается процент добываемых УВ и увеличиваются финансовые затраты.

6) Содержание H₂S. – Показывает содержание сероводорода в нефти или газе. Попутно добытый H₂S должен быть отделен от нефти/природного газа для удаления из-за его токсического воздействия или для использования в производстве серы.

7) Внутренний контент. – Характеризует долю отечественных сотрудников (инженеров, квалифицированных/неквалифицированных рабочих), материалов, оборудования, технологий, товаров ежедневного потребления и пр. Внутренний контент должен быть выполнен с минимальной ставкой 35%. Обеспечение работой и спрос на отечественные товары вызовут значительный эффект домино для российской экономики. Поскольку параметр имеет важное значение для России, ПС должна обеспечить хороший стимул.

8) Плотность нефти (API). – Качество нефти измеряется на основе плотности по API. Чем выше удельный вес API, тем легче нефть, тем выше процентное содержание бензина и дизельного топлива, получаемого из сырья, и, соответственно, более высокая цена на рынке, и наоборот. Тяжелую нефть трудно добывать, перерабатывать и реализовывать.

²³ Osadchi.A. 2019. Oil and gas of Russian shelf: estimates and forecasts. *Science and life*. <https://www.nkj.ru/archive/articles/6334/>

9) Стадия разработки. – Показывает стадию разработки месторождения. Чем больше выделено этапов, тем больше финансовое бремя и сложнее внедряются технологии, но это увеличивает процент начальных геологических запасов, соответственно, первичной - 10%, вторичной - 15-40%, третичной - 50% - 75%. В этом случае ПС следует добавить значительный стимул для мотивации МНК к достижению максимально возможного процента извлечения УВ.

10) Статус месторождения. – Показывает, какой План Развития выбран при подписании контракта. Этот выбор должен быть обоснован с помощью технологического и экономического анализа. Начало ПР I является переходным этапом от разведки к производственному процессу. МНК самостоятельно закупает оборудование и строит объекты для нефтяных операций. В ПР II продолжается развитие рабочей зоны: МНК закупает оборудование и строит дополнительные объекты. Для непрерывного производства без механизма ПР государство не предоставляет стимулов. ПР может быть пересмотрен в случае форс-мажорных обстоятельств, например, аварии (бедствия), которые произошли не по вине МНК.

4.3 Прогрессивные компоненты

1) РЦСН (русская цена на сырую нефть) и цена на газ (РЦГ) устанавливаются Министерством экономического развития РФ (далее – Министерство) в соответствии с законодательством, регулированием и тенденцией на мировом рынке. В этом случае, Urals или другая принятая марка могут служить в качестве РЦСН.

2) Совокупный подсчет добычи - начинается с момента начала добычи. Для продленного контракта суммарная продукция рассчитывается путем сложения с предыдущей накопленной продукцией. Для нового ПР расчет начинается с 0.

3) С точки зрения решения вопросов оптимизации, ограниченности квалифицированных человеческих ресурсов, все более сложных технических и экологических проблем, необходимо поддерживать сотрудничество и координацию между МНК, ПС и университетами. Кроме того, этот параметр также потенциально облегчает передачу знаний и технологий.

Уровень академической вовлеченности (УАВ) основан на формуле ниже:

$$\text{УАВ (\%)} = \text{ОП} * x_1 * y_1 * z_1 + \text{ОПП} * x_2 * y_2 * z_2 + \text{СМЖ} * x_3 * y_3 * z_3, \quad (1)$$

где ОП – Ознакомительная практика; ОПП – Оплачиваемая производственная практика; СМЖ – статьи в международных журналах; x – коэффициент МНК; y – коэффициент ПС; z – коэффициент университета; $x_1=0.3$, $x_2=0.5$, $x_3=0.2$, $y_1=0.3$, $y_2=0.6$, $y_3=0.1$, $z_1=0.2$, $z_2=0.2$, $z_3=0.6$

Рисунок 4. Иллюстрация СРП ВЗ России: а) расчет; б) схема

5 СРАВНЕНИЕ

Рисунок 5. а) График чувствительности к запасам нефти; б) Чувствительность к стоимости нефти СРП ВЗ

Основываясь на графике (а), доли и затраты МНК и ПС в схеме СРП ВР сбалансированы, что считается справедливым и привлекательным для инвесторов. Тенденция к снижению процентной доли указывает на предел производства, установленный скользящей шкалой прогрессивного компонента ВР. Несмотря на то, что количество заявок МНК увеличивается, метод ВЗ показывает нам большой разрыв между долями ПС и МНК. Эта жесткая схема не соответствует условиям МНК, когда МНК несет полное бремя риска, например, в эпоху кризиса 2014–2016 годов, увеличение процентного соотношения затрат приводит к неэкономичному производству. Эта тенденция подталкивает МНК к поиску способов увеличить свой доход, как показано на графике (б). Используется даже стратегия наценки, что означает, что МНК намеренно увеличивает стоимость добычи, что выгодно для них и уменьшает долю ПС. Это источник длительных дебатов между МНК и ПС. Поэтому в ВР продуман более прозрачный механизм скользящей шкалы, для минимизирования потенциальных споров.

Рисунок 6. График чувствительности к ценам на нефть

Графики показывают, как изменяются показатели МНК и ПС в течение 12-летнего периода добычи при колебании цен на сырую нефть на рынке. Этот график чувствительности к ценам на нефть не отображает изменения годовых затрат. Существуют некоторые фиксированные элементы: годовая добыча - 15 млн баррелей в год, стоимость - 20 долл./бар., Геологические запасы - 1000 млн баррелей нефти (крупное месторождение), первая нефть - 4-й год, 2-я стадия - 7-й год, пик добычи - 3,75%, снижающаяся ставка - 7,7% и скорость извлечения - 40%. Предположения о чувствительности к ценам на нефть: 1) Максимальные доли на 15-й год при цене на нефть 60US\$/баррель составляют соответственно 24,1% для МНК и 42,6% для ПС. Стоимость, соответственно, 16%. В принципе, чем эффективнее МНК, тем больший доход она может получить; 2) Доля МНК

при цене 100 US\$/бар. приблизительно равна доле при 80US\$/бар. и превышает долю при 120US\$/бар. Но это не означает, что сумма выручки следует той же тенденции; 3) Тенденция уменьшения доли МНК указывает на то, что производство контролируется ПС через СВР; 4) Доля МНК становится минимальной, когда цена на нефть составляет 30US\$/бар. Иногда это не совсем выгодно для МНК, учитывая, что на ней лежит бремя высокого риска. В случае если цена на нефть остается низкой в течение месяца, что влияет на долю МНК, ПС через Министерство может предоставить бонус до 5%; 5) Вторичная стадия начинается через 7 лет, с момента когда ПС добавляет 4% к доли МНК. При низкой цене на нефть все эти 4% позволяют покрыть технологические затраты. Но когда цена повышается, оставшийся процент принадлежит МНК.

6 ПРОБЛЕМЫ

Инвестиции, передача научно-технических достижений, сотрудничество, максимальная добыча нефти и газа являются важными показателями для всех ПС в развитии их национальной экономики. Согласно статистического обзора British Petroleum за 2015 год, Россия является крупнейшей в мире страной с потенциально извлекаемыми запасами нефти и газа, по величине доказанных запасов нефти на 6-м месте и газа на 1-м. Чтобы максимально изучить и извлечь эти запасы, необходимы огромные финансовые вложения. Финансовые показатели зависят от фискальной привлекательности ПС, уровень которой, по данным Mackenzie, по-прежнему низок в России. Во-вторых, необходимо максимизировать производство. Согласно обзора British Petroleum, в 2050 году доля нефти в мировом спросе на энергию значительно снизится, что снизит цены на нефть и создаст угрозу для стран, экономика которых построена на нефтяном секторе. В-третьих, сотрудничество и передача научно-технической информации между ПС, МНК и университетами потенциально могут внести вклад в эффективное решение технических проблем, подготовке высококвалифицированных инженеров, предоставлении национальных областей работы и создании высокого имиджа МНК.

Для МНК основные потребности в инвестировании заключаются в определенной, простой и эффективной фискальной системе. Основываясь на записях о спорах и динамичных изменениях в налоговой системе, политическим рискам в России уделяется большое внимание. Более того, бюрократический процесс в России сложен и многослоен. Работа в нем требует много времени и денег, которые могли бы продуктивно использоваться в процессе разработки. Наконец, поскольку капитальные, технологические и связанные с разведкой и добычей риски лежат на МНК, следует увеличить его долю от совместного предприятия в концессионном соглашении или СРП (Рис.5), а также упростить цепочку бюрократической системы при условии, что ПС не желает разделять риски с МНК из-за финансовых и технических ограничений ПС. Однако российское совместное предприятие при СРП уменьшает долю МНК посредством еще одного уровня налогообложения, причем большого.

7 ВОЗМОЖНОСТИ

Присутствие Валового Разделения побуждает компромисс для покрытия интересов обеих сторон, учитывая его механизм настройки, а именно переменные и прогрессивные компоненты. Это отличает 7-ю эволюцию СРП в Индонезии от предыдущих или общих схем тем, что: 1) она исключает систему возмещения затрат ПС, инвестиционные кредиты и роялти. Разделение начинается непосредственно с валового дохода, а стоимость возмещается за счет доли МНК. В результате МНК стремится к повышению эффективности. Несмотря на это, сбалансированное базовое разделение, постоянные переменные компоненты (на основе ПР) и ежемесячно изменяемые прогрессивные компоненты являются инструментами для

создания эффективной фискальной системы. Они гарантируют уверенность, прозрачность, высокие обязательства и гибкость в отношении колебаний цен на нефть. В связи с этим ВР будет увеличивать фискальную привлекательность России; 2) Во избежание ненужных дебатов в бюрократических системах, особенно в процессе утверждения закупок, ПС позволяет МНК самостоятельно определять свой бюджет и запрашивает только ежегодный отчет для наблюдения за затратами. Предполагается, что проект будет запущен раньше, примерно через 2-3 года; 3) Российская версия ВР содержит Уровень Академической Вовлеченности как стимул для развития исследований, технологий и развития персонала. Этот компонент предназначен для подготовки молодого поколения к более сложному будущему. Еще один эффект участия университетов в том, что он может помочь МНК найти альтернативное решение технических проблем, а также поддержать передачу технологий между всеми сторонами.

Для МНК: 1) У СРП ВР и его налогового механизма должен быть свой собственный постоянный закон и нормативные акты, появление и изменение которых не влияют на предыдущие подписанные контракты. Процесс принятия регламента должен учитывать стремления не только органов ПС, но и МНК путем опроса и обсуждения. Благодаря этим усилиям считается, что политические (юридические) риски уменьшатся; 2) Чтобы упростить взаимодействие в многоуровневом и сложном бюрократическом процессе, предлагается создать специальный департамент, например, Федеральное Агентство по Разведке и Добыче Нефти и Газа (ФАРДНГ), который будет находиться под руководством Министерства. Департамент выполняет функции сбора информации об управлении контрактами с ВР, а также передает информацию в такие органы, как: Министерство финансов Российской Федерации, Федеральная налоговая служба, Внешэкономбанк, НКО Агентство стратегических инициатив, Счетная палата Российской Федерации. Также он контролирует соблюдение и проверку реальных данных. ФАРДНГ является связующим звеном между органами МНК и ПС; 3) Если производство все еще неэкономично, Министерство может предоставить 5% от своего бонуса привилегий. Это называется дополнительным механизмом распределения рисков.

8 ВЫЗОВЫ

Однако Валовое Разделение - это новая схема контрактов в нефтяном бизнесе. Хотя инвестиции в Индонезии резко возрастают из-за ее привлекательности, устойчивость кооперации в начале ощутимого результата. Опять же, это не одна и та же схема, которую можно предложить для внедрения в разных странах, но аналогия с поддержанием основных идей. По этой причине каждый этап проникновения СРП ВР: внедрение, правовой процесс, маркетинг и реализация имеют свои проблемы. Для их анализа и решения предлагается сделать следующее:

1) Всестороннее, быстрое и глубокое исследование - прежде чем внедрять эту фискальную систему, университетам, правительству и компаниям следует создать фокус-группу для обсуждения вопроса о том, насколько эта схема может отвечать национальным интересам, не нанося вреда уровню инвестиций;

2) Массовая социализация - опубликованные статьи, газеты, конференции или другие академические мероприятия могут быть лучшими средствами для представления исследований и создания правильного отношения в академическом обществе. Далее, лучшая стратегия необходима, чтобы обеспечить и заставить исполнительные и законодательные органы детально изучить, как она работает. Это связано не только с травмирующим опытом предыдущих СРП, но и с налоговой культурой, которая установилась во всей российской модели бизнеса;

3) Юридический процесс - как и в Индонезии, законодательство и нормативные акты были рассмотрены 2 раза, в том числе на рынке были предложены и представлены

месторождения с этой схемой. Это необходимо для того, чтобы убедиться, что схема является оптимальной для ПС и МНК в целом;

4) Создание ФАРДНГ – этот департамент требует высококвалифицированных и профессиональных кадров. Кроме того, ПС должна следить за тем, чтобы положения и условия не пересекались с другими соответствующими органами, и чтобы эти органы подробно понимали функции этого Агентства;

5) Национальная заявка - прежде чем предлагать эту схему на мировом рынке, необходимо реализовать этот контракт с государственными и национальными компаниями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Не существует идеальной системы для всех условий, потому как каждая специфична сама по себе. Для схемы ВР будут достигнуты оптимальные выгоды для обеих сторон, при выполнении юридических и бизнес интересов. Учитывая большой потенциал СВР, она может стать альтернативным решением для построения здоровых международных бизнес-отношений для нефтегазовой отрасли России. Надеемся, что эта рекомендация будет принята для дальнейшего изучения и осуществления в ближайшем будущем.

Список использованной литературы

1. Harimurti, D. 2017. Indonesian Milestone in Production-Sharing Contract in Perspective of Government Take, Contractor Take, Cost Recovery and Production Target. – С. 6-16.
2. Höök, M., Söderbergh, B., Jakobsson, K., Aleklett, K. 2009. The evolution of giant oil field production behavior. – С. 13-14
3. Johnston, D. 1994. Families of systems. *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. – С. 21-23.
4. Конопляник А.А. 1994. Российский закон о ЦПП. – Режим доступа: konoplyanik.ru/ru/publications/b39/b39-4.htm (дата обращения 01.03.2019)
5. Конопляник А.А. Основные виды и условия финансирования инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – С. 62.
6. Клубничкин М.К. 1994. Концессионное соглашение или соглашение о разделе продукции? *"Минеральные ресурсы России", 1994, № 6*
7. REGULATION OF THE MINISTER OF ENERGY AND MINERAL RESOURCES OF INDONESIA NO 52/2017 ON AMENDMENTS OF REGULATION NO 8/2017 ON GROSS SPLIT PRODUCTION SHARING CONTRACT.
8. REGULATION OF THE GOVERNMENT OF INDONESIA NO 53/2017 ON TAXATION TREATMENT ON UPSTREAM OIL AND GAS ACTIVITIES WITH PRODUCT SHARING CONTRACT GROSS SPLIT.
9. Система налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции / НК РФ Глава 26.4.
10. Налоговый маневр в нефтяном секторе. *"Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2016 год и плановый период 2017 и 2018 годов"*. – Режим доступа: consultant.ru/document/cons_doc_LAW_183748/5874d8502b29bc57dc0b8fac9f33921eac804e26/ (дата обращения 01.03.2019)
11. Субботин М.А. Пора достать ЦПП 'из сундука' [Текст] / М.А. Субботин // Нефть России. – 2014. – № 9. – С. 40 – 43. Режим доступа: imemo.ru/index.php?page_id=645&id=2907 (дата обращения 01.03.2019)
12. Глазова Е.С., Степанова М.П. Налогообложение нефтедобычи: тенденции развития [Текст] / Е.С. Глазова, М.П. Степанова // Финансовый менеджмент. – 2013. – № 3. – С. 80 – 99. Режим доступа: imemo.ru/index.php?page_id=645&id=2907 (дата обращения 01.03.2019)

Путь к повышению конкурентоспособности стран-поставщиков сжиженного природного газа на рынки стран Северо-Восточной Азии в условиях усиливающейся конкуренции

Глобальное потепление, вызываемое парниковым эффектом, угрожает всему живому на Земле. Так как одной из ключевых причин парникового эффекта является использование ископаемого топлива – нефть, уголь и природный газ – мир стремится к снижению степени зависимости от данного вида источника энергии и увеличению доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергетическом балансе.

Тем не менее, нельзя отвергать тот факт, что именно нефть, уголь и природный газ долгое время играли ключевую роль в современной экономике. Рисунок 1 показывает динамику потребления этих видов топлива за прошлые полвека.

Рисунок 1. Потребления на основные виды топлива в мире (млн т н. э.)

Источник: составлено автором по данным [1].

Как следует из рисунка 1, спрос на ископаемое топливо в общем продолжает умеренно увеличиваться до сих пор. Однако, следует отметить, что спрос на уголь начал сокращаться после 2013 г., за исключением 2017 года. Снижение потребления угля главным образом объясняется сокращением спроса на данный вид энергоносителя в Китае, являющемся крупным потребителем угля [2]. Что касается нефти, занимающей важнейшую позицию в мировой энергетике, то её потребление в настоящее время растет. Впрочем, прогнозируется, что спрос на нефть тоже будет падать с 2020-30-х годов [3].

К сокращению спроса на эти виды топлива приводят усилия мирового общества, целью которого является перехода к низкоуглеродной экономике, т. е., эре ВИЭ. А когда речь идет о природном газе, следует подчеркнуть, что в отличие от нефти и угля он будет сохранять свою позицию относительно дольше чем другие виды топлива, поскольку он считается экологически чистым источником энергии. По прогнозам ВР, доля природного газа в мировом энергетическом балансе будет расти и к 2040 г. и достигнет уровня свыше 25%, а доли нефти и угля будут продолжать снижаться до уровня 30% к 2030 г., 20% к 2040 г., соответственно [5].

Запасы энергетических ресурсов распространены неравномерно на Земле, что приводит к необходимости торговли энергоресурсами, в т. ч. природным газом. В таблице 1 представлен список основных стран-импортеров природного газа и их объемы чистого импорта²⁴ этого энергоресурса в 2017 году.

Таблица 1.

Список крупных стран-импортеров природного газа и их объемы чистого импорта энергоресурса (млрд куб. м.)

Страна	Объемы импорта	Страна	Объемы импорта
Япония	116,9	Мехико	43,9
Китай	88,2	Франция	42,2
Германия	84,3	Великобритания	36,4
Италия	69,5	Испания	31,7
Турция	54,5	Индия	25,4
Республика Корея	49,6	Тайвань	20,0

Источник: [6].

Как следует из таблицы 1, крупнейшей страной-импортером является Япония, а за ней следуют Китай и Германия. Здесь следует отметить, что Япония на 100% зависит от импорта природного газа в виде сжиженного природного газа (СПГ) в силу отсутствия инфраструктуры международных газопроводов в стране.

Если между странами-экспортерами и импортёрами «голубого топлива» отсутствует инфраструктура магистральных газопроводов, то поставки данного вида энергоресурса могут осуществляться с помощью технологии сжижения природного газа, после которого природный газ превращается в жидкость. И наконец, СПГ может направляться в любую точку мира на танкерах-газовозах морским путем. Одним словом, СПГ представляет собой более гибкий способ торговли энергоресурсом. Судя по тому, что торговля СПГ реализуется между двумя сторонами, которые заключили контракт на поставку, здесь не возникает конфликтов, вызываемых разногласием между странами-экспортерами или импортерами природного газа и транзитными странами.

Когда речь идет о торговле СПГ, то чаще всего говорят о рынках стран Северо-Восточной Азии (СВА). В состав стран данного региона входят: Япония; Китай; Республика Корея; КНДР; Монголия; дальний восток России. Поскольку в Монголии и КНДР природный газ не используется, эти две страны обычно исключаются [4]. Соответственно, Япония, Китай и Республика Корея выступают главными странами-импортерами СПГ, а Россия – единственной страной-экспортером данного энергоресурса.

На рисунке 2 показана динамика спроса на «голубое топливо» в Японии, Китае и Республике Корея.

Как видно на рисунке 2, доля трёх стран СВА в мировом потреблении природного газа на данный момент составляет порядка 11%. Япония и Республика Корея на 100% зависят от импорта природного газа в виде СПГ, потому что, во-первых, две страны не имеют внутренних запасов энергоресурса, во-вторых, в этих странах не существует международных магистральных газопроводов. А что касается Китая, то добыча данного вида энергоносителя в стране не может покрывать огромный внутренний спрос на природный газ, поэтому Китай тоже импортирует природный газ, в т. ч. СПГ. Например, в Китае разница

²⁴ Объемы чистого импорта = объемы импорта – объемы экспорта.

между внутренней добычей и спросом на природный газ составила в 2017 г. порядка 91,2 млрд куб. м.²⁵

Рисунок 2. Динамика спроса на природный газ в трёх стран СВА и их доли в мировом потреблении энергоресурса (млрд куб. м.; %)

Источник: составлено автором по данным [1].

Поскольку Китай имеет общую границу с некоторыми странами-экспортерами природного газа, страна импортирует природный газ не только на танкерах-газовозах, но и через международные магистральные газопроводы. В настоящее время Туркменистан, Узбекистан, Мьянма и Казахстан экспортируют природный газ в Китай через газопроводы.²⁶ Остальной объем спроса на «голубое топливо» в Китае покрывается импортом СПГ. В частности Китай в 2017 г. обошел Республику Корею по объемам импорта СПГ ввиду роста спроса на данный вид энергоресурса и занимает 2-ое место в мире по объемам импорта СПГ.

Основными поставщиками СПГ на рынки стран СВА являются Австралия, Катар, Малайзия, Индонезия, Россия и др. По данным ВР, доля трёх стран СВА по объёму импорта СПГ в 2017 г. составила порядка 55,4%, а объёмы импорта энергоресурса трёх стран в том же году составили 217,88 млрд куб. м. На рисунке 3 представлены объёмы экспорта СПГ из основных стран-поставщиков данного вида энергоносителя в Японию, Китай и Республику Корея, и доля этих трёх стран в общем объёме экспорта данных стран-поставщиков.

Как видно на рисунке 3, Япония, Китай и Республика Корея выступают ключевыми рынками для стран-поставщиков СПГ таких, как Австралия, Малайзия, Индонезия, Россия, Оман и Бруней. Доля экспорта в три страны СВА составляет 80-90% от общего объёма экспорта СПГ данных стран-поставщиков. Однако, Катар, будучи крупнейшей в мире страной-экспортером СПГ, имеет более диверсифицированный рынок сбыта. Иными словами, не только три страны СВА, но и Индия (объёмы экспорта в 2017 г. – 13,2 млрд куб.

²⁵ По данным ВР, Объёмы добычи «голубого топлива» в Китае в 2017 г. составили 149,2 млрд куб. м., а объёмы спроса в том же году – 240,4 млрд куб. м.

²⁶ По данным ВР, объёмы экспорта природного газа из Туркменистана, Узбекистана, Мьянмы и Казахстана в 2017 г. составили порядка 31,7 млрд куб. м., 3,4 млрд куб. м., 3,3 млрд куб. м., 1,1 млрд куб. м., соответственно.

м.) и европейские страны (23,7 млрд куб. м.), в том числе Италия (6,8 млрд куб. м.), Великобритания (6,1 млрд куб. м.) и Испания (3,5 млрд куб. м.), являются основными рынками экспорта СПГ для Катара. А что касается Нигерии, то основным рынком сбыта нигерийского СПГ являются европейские страны, например, Испания (4,4 млрд куб. м.), Франция (3,3 млрд куб. м.) и Турция (2,1 млрд куб. м.). А основным для США, превратившихся в нетто-экспортером природного газа в 2018 г., рынком экспорта СПГ представляют собой Мехико (3,8 млрд куб. м.) и европейские страны (2,6 млрд куб. м.), в том числе Испания (0,8 млрд куб. м.) и Турция (0,7 млрд куб. м.).

Рисунок 3. Объемы экспорта СПГ на рынки стран СВА по основным странам-производителям энергоресурса и доля трёх стран в общих объемах их экспорта СПГ в 2017 г. (млрд куб. м.; %)

Источник: составлено автором по данным [1].

Важно подчеркнуть, что США уже вошли в список основных поставщиков СПГ на рынки стран СВА. Доля объемов импорта СПГ из США на рынки стран данного региона в 2017 г. составила порядка 35,3%, а спустя один год этот показатель вырос на 7,5% и достиг 42,8% в 2018 году. В частности, основным рынком американского СПГ в СВА выступает Республика Корея и объемы её импорта американского СПГ составила в 2018 г. 248 601 млн куб. футов. А объемы импорта СПГ из США в Японию и Китай в том же году составили 122 358 млн куб. футов, 93 649 млн куб футов, соответственно [7].²⁷ На рисунке 4 представлена динамика ежемесячных объемов импорта СПГ из США на рынки трёх стран СВА.

²⁷ Самым крупным рынком для американского СПГ – Мехико. По данным «Управления энергетической информации США (EIA)», объемы экспорта природного газа, в т. ч. СПГ, из США в 2018 г. составили 3 606 611 млн куб футов, в т. ч. СПГ – 1 083 812 млн куб футов, а среди них объемы экспорта природного газа, в т. ч. СПГ, из США в Мехико составили 1 861 527 млн куб футов, в т. ч. СПГ – 182 246 млн куб футов [7].

Появление США в качестве нового поставщика СПГ на энергетическом рынке СВА, приводит к конкуренции между странами-поставщиками данного вида энергоресурса. При этом увеличение экспортных СПГ-мощностей в основных странах-экспортерах тоже приводит к повышению уровня конкуренции между странами-экспортерами СПГ, потому что увеличение мощностей по производству СПГ одновременно означает увеличение объемов поставок природного газа на рынках стран СВА. Например, в Австралии мощности по производства СПГ постоянно увеличивается и достигли в 2018 г. 87,7 млн т. А Катар имеет планы расширения своих экспортных СПГ-мощностей до уровня 110 млн т в год в течение следующих 6-7 лет. США не являются исключением. На данный момент в США ожидается, что их СПГ-мощности достигнут 8,9 млрд куб. футов в день к концу 2019 г., при этом увеличения мощности по производству СПГ до свыше 10 млрд куб. футов в 2021 году [8; 17-18]. Также по прогнозу Блумберга, СПГ-мощности Катара, Австралии и США будут увеличиваться с 77,1 млн т., 72,4 млн т., 22 млн т. в 2018 г. до 100,1 млн т., 93,1 млн т., 171,6 млн т. в 2027 году, соответственно.

Рисунок 4. Объемы импорта СПГ из США на рынки стран СВА

Источник: составлено автором по данным [16].

Итак, можно кратко резюмировать конъюнктуру на рынках СПГ в данном регионе: повышение уровня конкуренции между поставщиками данного вида ресурса. Странам-экспортерам СПГ следует применить особые стратегии для того, чтобы укрепить свои позиции и сохранить свою нишу на рынках стран СВА, являющихся крупнейшим в мире рынками природного газа.

Могут применяться в основном следующие стратегии: во-первых, предложение благоприятных для стран-покупателей СПГ условий контрактов на поставку энергоресурса; во-вторых, развитие сотрудничества между странами-экспортерами и импортерами СПГ в энергетической области для уменьшения транзакционных издержек (англ. transaction cost)²⁸.

К первой стратегии относятся следующие моменты:

²⁸ Транзакционные издержки (англ. transaction costs) – затраты, возникающие в связи с заключением контрактов. Эти издержки относятся не к производству продукции непосредственно, а сопутствующими этому производству косвенными затратами на сбор и поиск всей необходимой для деятельности информации, заключение различных сделок, контрактов, договоров и пр.

1) сокращение длительности контрактов – средняя длительность контрактов на поставку СПГ в 2017 г. сократилась порядка на 5 лет до 6,7 лет по сравнению с 11,5 лет в 2016 г. а число краткосрочных контрактов²⁹ выросло почти в 2 раза с 6 в 2016 г. до 20 в 2017 году. Также доля спотовых и краткосрочных контрактов в мировой торговле СПГ увеличивается, достигнув в 2016 г. 28%;

2) отказ от условия «положения о пункте назначения (англ. destination clauses)» – данное условие ограничивает возможность перепродавать СПГ даже в случае излишка предложения природного газа на внутреннем рынке и получать арбитражную прибыль, т. е. прибыль от перепродажи по более высокой цене. А в контрактах на поставку СПГ из США отсутствует данное положение;

3) уход от механизма ценообразования на газ исключительно с нефтяной привязкой – цена на СПГ устанавливается по принципам OPE or GOG³⁰. Доли OPE и GOG в торговле СПГ в 2017 г. составили 72%, 28%, соответственно. Однако, на данный момент принимаются более разнообразные механизмы ценообразования, в т. ч. гибридный, что дает покупателям энергоресурса возможность диверсифицировать типы механизмов ценообразования и свои ценовые риски [8-11].

Вышеперечисленные контрактные условия считается гибкими и более благоприятными для стран-импортеров СПГ. Выгодные условия будут привлекать покупателей, и, соответственно позволять странами-экспортерами укрепить позиции на данном рынке.

Вторая стратегия – развитие сотрудничества в энергетической области – может помогать странам-экспортерам СПГ расширить свою долю на рынках СВА в более широком смысле. Сотрудничество между странами-производителями и потребителями энергоносителя может иметь следующие виды:

1) участие стран-импортеров СПГ в «апстриме (англ. upstream)», иными словами, в проектах производства данного вида энергоресурса;

2) участие стран-экспортеров СПГ в «мидстриме (англ. midstream)», говоря более конкретно, в транспортировке.

Любой вид сотрудничества в энергетической сфере может привести к снижению транзакционных издержек. Участия Японии, Китая и Республики Корея в апстриме, т. е. СПГ-проектах стран-экспортера создают выгодную для обеих сторон основу взаимодействия в целом. Эта стратегия в настоящее время вполне осуществима. Например, японские группы компании «Мицуи» и «Мицубиси», являющиеся акционерами «Сахалин Энерджи», участвуют в российском СПГ-проекте «Сахалин-2». А Китайская национальная нефтегазовая корпорация CNPC, являющаяся акционером «Ямал СПГ», участвует в СПГ-проекте на Арктике «Ямал СПГ». А что касается Республики Корея, то корейская государственная корпорация KOGAS участвует в австралийском СПГ-проекте Gladstone (GLNG), имея 15 % акции проекта [13].

Так как Япония и Республика Корея не имеют свои запасы «голубого топлива», эти страны заинтересованы сотрудничеством со странами-производителями природного газа именно в апстриме, чтобы развивать производственно-сбытовую цепочку СПГ и в целом свой энергетический сектор. Одним словом, можно найти возможности взаимодействия в производстве СПГ, т. е. апстриме.

Страны-производители СПГ тоже могут сотрудничать со странами-покупателями «голубого топлива» именно в транспортировке, т. е. в мидстриме. Для поставок СПГ нужны танкеры-газовозы. Следует отметить, что Япония и Республика Корея занимают лидирующие позиции на мировом рынке судостроения. В частности, Республика Корея получила 78% от всех новых заказов 2018 г. на строительство танкеров для перевозки СПГ, а

²⁹ Контракты на 2-5 лет.

³⁰ Oil Price Escalation (OPE) – база нефтяных цен; Gas-On-Gas Competition (GOG) – конкуренция между ценами газа [12].

Япония и Китай – 14%, 8%, соответственно [14]. При этом на данный момент ожидается, что позиция Республики Корея на мировом рынке метановозов будет укреплена в силу объединения двух ведущих южнокорейских судостроительных компаний DSME и HHI³¹.

Учитывая то, что страны-импортеры СПГ в СВА известны во всем мире своей развитой технологией судостроения, и транам-производителям СПГ требуются иметь свои СПГ танкеры или фрахтовать танкеры-газовозы, именно в транспортировке, т. е. мидстриме возникает возможность сотрудничества между обеим сторонам в торговле энергоресурсом. Также следует отметить, что первый в мире плавучий завод по производству СПГ PFLNG Satu, владельцем которого является малазийская энергетическая компания Petronas, построен DSME в Корее [15]. Исходя из данного опыта, можно ожидать, что сотрудничество в мидстриме может быть расширено до апстрима.

Вышесказанные способы укрепления позиции стран-экспортеров на рынках стран СВА вполне реалистичны. Следует ещё раз подчеркнуть, что страны-импортеры СПГ предпочитают более гибкие условия контрактов на поставку данного вида энергоносителя традиционным жестким условиям. Поэтому страны-экспортеры должны быть готовы к созданию более гибких условий контрактов, чтобы сохранить свою нишу на фоне жесткой конкуренции на данном рынке между поставщиками СПГ. При этом двустороннее сотрудничество в энергетических секторах, особенно в апстриме и мидстриме может привести к устранению лишних барьеров, способствуя снижению транзакционных издержек. И подобные взаимодействия создают благоприятную и выгодную основу для развития отношений между странами в торговле энергоресурсами в целом.

Преимущество на рынках «голубого топлива» в СВА получит тот, кто сможет оперативно отреагировать на нынешнюю рыночную ситуацию в данном регионе.

Список использованной литературы

- [1] BP Statistical Review of World Energy 2018
- [2] Qi Ye, Jiaqi Lu. China's coal consumption has peaked. 22.01.2018. BROOKINGS. URL: <https://www.brookings.edu/2018/01/22/chinas-coal-consumption-has-peaked/>
- [3] Amanda Cooper, Christopher Johnson. Now near 100 million bpd, when will oil demand peak? 20.09.2018. Reuters. URL: <https://www.reuters.com/article/us-oil-demand-peak/now-near-100-million-bpd-when-will-oil-demand-peak-idUSKCN1M01TC>
- [4] А.М. Мастепанов. Интергационные процессы в энергетике Северо-Восточной Азии и роль природного газа в их развитии. Энергетическая политика. № 6. 2018. стр. 38-57.
- [5] BP Energy Outlook 2019 edition
- [6] Breakdown by country (bcm). Global Energy Statistics Yearbook 2018. Enerdata. URL: <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/balance-trade-world-data.html>
- [7] U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country. U.S. Energy Information Administration. URL: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm
- [8] Татьяна Митрова, Александр Собко, Злата Сергеева. Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не уступить окно возможностей? Сколково. Апрель 2018. – 59 с.
- [9] Poten: collapse in LNG contract length raises future supply concerns. 13.02.2018. LNG World News. URL: <https://www.lngworldnews.com/poten-collapse-in-lng-contract-lengths-raises-future-supply-concerns/>
- [10] М.М. Козеняшева, Ко Чжуён. Конкурентная борьба на энергетических рынках Республики Корея: поставки СПГ из РФ и США. Экономика и предпринимательство, № 4, 2018 г. стр. 239-245.
- [11] IGU Wholesale Gas Price Survey 2018 Edition.

³¹ DSME – Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering. HHI – Hyundai Heavy Industries.

- [12] Стерн Д. Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее. Экономический журнал ВШЭ, № 3, 2013 г. стр. 430-455.
- [13] S.Korea's KOGAS says gets first LNG cargo from Australia's Gladstone. 28.10.2015. Reuters. URL: <https://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFL3N12S2NC20151028>
- [14] Jon LeSage. South Korea Dominates Global LNG Shipping Market. 21.11.2018. OilPrice.com. URL: <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/South-Korea-Dominates-Global-LNG-Shipping-Market.html>
- [15] Karen Thomas. Petronas names the world's first FLNG vessel PFLNG Satu. 04.05.2016. LNG World Shipping. URL: https://www.lngworldshipping.com/news/view,petronas-names-the-worlds-first-flng-vessel-ipflng-satui_42119.htm
- [16] U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country. U.S. Energy Information Administration. URL: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_m.htm
- [17] Mohammed Sergie. Qatar Said to See \$40 Billion Income Gain From Gas Expansion. Bloomberg. 29.07.2018. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-09-26/qatar-wants-to-get-even-bigger-in-gas-as-race-with-u-s-heats-up>
- [18] U.S. liquefied natural gas export capacity to more than double by the end of 2019. U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37732>

Суханов А.А., Амириан З., Язданимогадам Ф.
Анализ зарубежного опыта импортозамещения в энергетической сфере (на
примере Исламской Республики Иран)

В современной мировой экономике ужесточается конкуренция, осложняются процессы экономического взаимодействия государств на мировой арене. Структурные изменения в международной торговле, вызванные усилением протекционизма, процессами регионализации и ослаблением роли наднациональных институтов, формируют новые вызовы для развития государств. В течение последних десятилетий баланс сил в мировой экономике существенно изменился, обострилась борьба за экономическое доминирование в различных регионах мира. Западные страны, стремясь защитить свои экономики от конкуренции с быстро развивающимися странами Азии и Ближнего Востока, прибегают не только к мерам экономической конкуренции, но и к политическим механизмам давления, таким как санкции.

С одной стороны, столь неблагоприятная внешняя среда оказывает существенное давление на интенсивность экономического роста многих государств. Но с другой стороны, в этих условиях становится принципиально важным развитие собственных производящих сил, опора на собственные природные, трудовые, технологические и информационные ресурсы и укрепление экономической автаркии путем развития собственного производства продукции, способной заместить страдающий от введенных ограничений импорт. Импортозамещение как политико-экономический концепт достаточно хорошо изучен в экономической теории. В общем смысле, под импортозамещением понимают использование мер государственного регулирования экономики (тарифных и нетарифных) для развития национального производства с целью сокращения или полного отказа от импорта определенных видов продукции в пользу отечественных производителей. Многочисленные исследования подтверждают, что политика импортозамещения может быть эффективным драйвером экономического развития страны. Например, согласно закону Тирвола, формирование положительного платежного баланса внешней торговли в результате увеличения национального производства и экспорта при сокращении объемов импорта в значительной степени способствует экономическому росту.³²

Вопросы импортозамещения крайне актуальны для Исламской Республики Иран, которая существует в условиях внешних экономических ограничений уже почти 40 лет. Политика импортозамещения была официально принята в Иране в 1979 году в ответ на постреволюционные санкции по инициативе духовного лидера Ирана аятоллы Хомейни. Позже принципы импортозамещения стали частью Конституции страны. Если категория товаров производится в Иране, то импорт этой категории товаров запрещен.³³ Таким образом, опыт Ирана в области импортозамещения является уникальным и представляет высокую ценность для изучения, учитывая масштабы экономики страны.

Иран – крупное государство, занимающее важнейшее геостратегическое положение в регионе Ближнего Востока. Население Ирана достигает 80 млн человек, по объему ВВП и уровню развития экономики Иран входит в число стран-лидеров арабского мира. Иран обладает диверсифицированной экономикой, которая опирается на топливно-энергетический комплекс, промышленный и агропромышленный секторы. На долю Ирана приходится около 9% мировых запасов нефти (157 млрд барр.) и более 17% мировых запасов газа (33 млрд куб. м). Добыча нефти в 2017 г. восстановилась до уровня начала 1970-х годов (т.е. до введения санкций) и достигла 5 тыс. барр./сут. (5,4% мировой добычи), при этом собственное

³² Импортозамещающий и экспортоориентированный экономический рост // Экономическая теория / Под ред. Дж. Итуэлла. — М.: Инфра-М, 2004. — С. 430-433.

³³ Иран: поколение санкций // Коммерсантъ № 18 (5514) от 21.05.2018. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3628467>

потребление нефти оценивается почти в 2 тыс. барр./сут., тогда как экспорт превысил 3 тыс. барр./сут. Добыча газа стабильно растет в последние годы и в 2017 г. превысила 220 млрд куб. м, причем почти весь газ в Иране используется в целях внутреннего потребления, а экспорт в Азербайджан составляет около 6 млрд куб. м в год.³⁴ Помимо нефти и газа в Иране также добываются уголь, медные, железные, марганцевые и свинцово-цинковые руды, в стране развито и широко представлено машиностроение и металлообработка, пищевая и текстильная промышленность. Наиболее распространенными сельскохозяйственными культурами являются пшеница, ячмень, рис, бобовые, хлопчатник, сахарная свекла, сахарный тростник, табак и орехи, а животноводство основано на разведении коз, овец, верблюдов и крупного рогатого скота.

Об успешности экономической политики страны говорит стабильный экономический рост, продолжающийся несмотря на усиление санкций. В 2017 г. ВВП (по ППС) страны вырос более чем на 6% к уровню 2016 года (Рис. 1).

Рисунок 1. Динамика ВВП (по ППС) Ирана в 1990-2017 гг., долл. США.

Источник: Всемирный Банк // data.worldbank.org

При этом уровень жизни населения также увеличивается. ВВП на душу населения (по ППС) в 2017 г. превысил 21 тыс. долл. США (Рис. 2).

Отечественные исследователи отмечают, что наиболее значительный вклад в рост иранской экономики внесло развитие национальной промышленности. Санкции, затронувшие в первую очередь нефтегазодобывающую отрасль и нефтяной экспорт, фактически принудили Иран к развитию нефтехимической промышленности и нефтепереработки. В результате современное благосостояние Ирана основывается уже не только на сырьевом экспорте, но и на экспорте продуктов переработки.³⁵ В Иране в 1990-х – 2000-х годах были созданы и продолжают развиваться крупные нефтеперерабатывающие и нефтехимические кластеры, которые позволили полностью обеспечить внутренний спрос на продукцию данного сектора, а также сформировать значительный экспортный потенциал.³⁶ При этом доля промышленности в ВВП в отдельные годы достигала 50%. В последние годы

³⁴ BP Statistical Review of World Energy 2018

³⁵ Иллерицкий Н.И. Современное состояние и вызовы экономического развития Исламской республики Иран // Инновации и инвестиции, 2018, № 11. С. с 64-67

³⁶ Халова Г.О., Иллерицкий Н.И. Обзор современного состояния нефтяной и нефтехимической отраслей промышленности Ирана. // Инновации и инвестиции, №9, 2017, с. 56-63

доля промышленности в ВВП снижается вследствие интенсивного роста сектора услуг (Рис. 3).

Рисунок 2. Динамика ВВП на душу населения (по ППС) Ирана в 1990-2017 гг., долл. США.

Источник: Всемирный Банк // data.worldbank.org

Рисунок 3. Динамика доли промышленности в ВВП Ирана в 1990-2017 гг., % от ВВП

Источник: Всемирный Банк // data.worldbank.org

Формирование долгосрочного положительного тренда развития экономики в условиях санкций было бы невозможным без импортозамещения. Наиболее эффективной оказалась политика импортозамещения для производства продуктов питания и сельскохозяйственных товаров, промышленных потребительских товаров, включая автомобили и бытовую технику, а также в области добычи и переработки природных ресурсов – в первую очередь, в нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях. Правительство Ирана, начиная с 1990-х гг., активно поддерживает отечественных производителей, реализуя ряд системных мер по импортозамещению.

В первую очередь, в Иране были созданы и получили активную поддержку индустриальные парки. Индустриальные парки объединили производственные и иные предприятия на выделенной территории посредством общей инфраструктуры и производственной кооперации. Высокая концентрация предприятий с общей или комплементарной сферой деятельности позволяет им с меньшими издержками использовать инженерную инфраструктуру: объекты генерации и распределения электроэнергии, объекты водоснабжения и водоотведения, сети связи, системы охраны и сигнализации, и прочие. Поддержка государства заключается в предоставлении доступа к земельным участкам и инфраструктуре за минимальную плату, либо безвозмездно, а также обеспечении доступа к дешевому долгосрочному финансированию и субсидированию. При этом государство получает возможность выбрать для реализации в рамках индустриальных парков наиболее значимые и проработанные проекты. Стоит отметить, что практика льготного кредитования быстро распространилась за пределы индустриальных парков. При поддержке государства были разработаны программы льготного кредитования и субсидирования процентных ставок для определенных групп граждан и профессиональных сообществ (например, молодых инженеров и врачей), а также целых отраслей – главным образом, сельского хозяйства.

Кроме индустриальных парков получили значительное развитие свободные экономические зоны (СЭЗ, или Free Economic Zones, FEZ). По состоянию на 2017 год в Иране действуют 7 свободных экономических зон: «Киш», «Кешм», «Чабахар», «Бендер-Энзели», «Арас», «Арванд» и «Маку» (Kish Free Zone, Qeshm Free Zone, Chabahar Free Zone, Anzali Free Zone, Aras Free Zone, Arvand Free Zone, Maku Free Zone). К инвестиционным стимулам и основным преимуществам для предприятий, зарегистрированных на территориях СЭЗ, относятся возможность регистрации компаний со стопроцентным иностранным капиталом, упрощенный порядок ведения валютных операций, банковских операций, инвестирования, регистрации предприятий, экспорта и импорта. Резиденты СЭЗ освобождены от уплаты налогов на 15 лет с возможностью продления данного периода до 30 лет. Действует также упрощенный порядок найма рабочей силы, безвизовый режим посещения СЭЗ. При этом каждая СЭЗ имеет свою специализацию – к примеру, СЭЗ «Киш» специализируется на туризме, инновационных технологиях и банковских операциях. Помимо перечисленных свободных экономических зон существует 19 особых экономических зон (ОЭЗ, или Special Economic Zone, SEZ), которые обладают схожими преимуществами, но занимают меньшую территорию и характеризуются узкой специализацией. Кроме того, безотносительно к СЭЗ и ОЭЗ Иранское правительство в целях замещения импорта и развития собственного производства оказывает поддержку малому и среднему бизнесу: для малых и средних индустриальных предприятий действуют «налоговые каникулы», создана система поддержки для облегчения выплаты страховых и пенсионных (социальных) взносов на сотрудников таких компаний.³⁷

Важнейшей частью национальной политики импортозамещения стала поддержка иранской автомобильной промышленности. Национальная автомобильная промышленность получила защиту от конкуренции с иностранными производителями благодаря вводу высоких налогов и таможенных сборов для иностранных легковых автомобилей (более 100% от стоимости), также был введен запрет на ввоз легковых автомобилей старше 4-х лет. В то же время, ряд зарубежных производителей (Renault, Peugeot, Suzuki, Haima и др.) получили возможность на выгодных условиях организовать производство автомобилей на территории Ирана. При этом иранским правительством установлены высокие требования к локализации производства и обязательной передаче технологий. Спрос на автомобили стимулируется мерами поддержки в виде льготного автокредитования для населения и организаций. Данные меры позволили удовлетворить потребности страны в автомобильном транспорте и стимулировали развитие многочисленных сопутствующих предприятий по производству

³⁷ Зернова Л.Е., Фарзаниан Мохсен Анализ опыта импортозамещения в Иране // Инновационная наука. 2016. №3-1 (15).

комплектующих, запасных частей, расходных материалов аксессуаров для автомобилей. Производство автомобилей в Иране продолжает устойчиво расти: по данным статистики, предоставленной Международной организацией производителей автомобилей (OICA), в 2017 г. в Иране было произведено более 1,4 млн легковых и более 960 тысяч грузовых автомобилей, что на 18% больше, чем в 2016 году.³⁸

Таким образом, в результате реализации политики импортозамещения Исламская Республика не испытывает дефицита большей части необходимых продуктов и обладает высоким уровнем экономической самодостаточности и развитым внутренним рынком, который предлагает многочисленные меры поддержки для предпринимателей и локальных производителей товаров и услуг. Однако стоит отметить, что в данных условиях осложняется развитие производства высокотехнологичных товаров, а также средств производства. На сегодняшний день в Иране недостаточно хорошо развито авиастроение, станкостроение, энергетическое и нефтегазовое машиностроение, судостроение и электронная промышленность. В этой связи, учитывая успешный опыт импортозамещения в ряде отраслей экономики, будет целесообразным распространить его на высокотехнологичные секторы промышленности, особенно – на отрасль энергетического и нефтегазового машиностроения. Полагаем, что в этой связи можно также согласиться с предложениями ряда российских исследователей по развитию российско-иранского сотрудничества в перечисленных сферах.³⁹

Список использованной литературы

1. 2017 Production Statistics // International Organization of Motor Vehicle Manufacturers. URL: <http://www.oica.net/category/production-statistics/2017-statistics/>
2. BP Statistical Review of World Energy 2018
3. Всемирный Банк // data.worldbank.org
4. Е.А. Телегина, Г.О. Халова, Н.И. Иллерицкий. Топливо-энергетический комплекс Исламской Республики Иран. Перспективы энергетического сотрудничества Ирана с Россией. // Энергетическая политика, выпуск 6, 2018. С. 91-97.
5. Зернова Л.Е., Фарзаниан Мохсен Анализ опыта импортозамещения в Иране // Инновационная наука. 2016. №3-1 (15).
6. Иллерицкий Н.И. Современное состояние и вызовы экономического развития Исламской республики Иран // Инновации и инвестиции, 2018, № 11. С. с 64-67
7. Импортозамещающий и экспортоориентированный экономический рост // Экономическая теория / Под ред. Дж. Итуэлла. — М.: Инфра-М, 2004. — С. 430-433.
8. Иран: поколение санкций // Коммерсантъ № 18 (5514) от 21.05.2018. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3628467>
9. Халова Г.О., Иллерицкий Н.И. Обзор современного состояния нефтяной и нефтехимической отраслей промышленности Ирана. // Инновации и инвестиции, №9, 2017, с. 56-63.

³⁸ 2017 Production Statistics // International Organization of Motor Vehicle Manufacturers. URL: <http://www.oica.net/category/production-statistics/2017-statistics/>

³⁹ Е.А. Телегина, Г.О. Халова, Н.И. Иллерицкий. Топливо-энергетический комплекс Исламской Республики Иран. Перспективы энергетического сотрудничества Ирана с Россией. // Энергетическая политика, выпуск 6, 2018. С. 91-97.

Текущее состояние импорта газа в КНР в 2014-2018 гг. и перспективы российского газа на китайском газовом рынке

По состоянию на 2018 г. потребление природного газа в Китае составило 280,3 млрд куб. м⁴⁰, что является абсолютным рекордом. Потребление возросло на 18,1% (или на 43,0 млрд куб. м) по отношению к уровню 2017 г., а за весь рассматриваемый период (с 2014 г. по 2018 г.) на 95,4 млрд куб. м. Рост потребления газа обусловлен в основном началом проводимой в Китае в конце 2013 г. политики перевода промышленных и городских потребителей с угля на газ. 26 ноября 2013 г. было опубликовано Постановление ГКРР КНР №2886/2013 «О переводе с угля на газ»⁴¹. С 2014 по 2016 гг. сохранялись однозначные темпы прироста потребления газа, но в 2017 г. потребление вернулось к двузначным темпам прироста впервые с 2013 года. Такие темпы прироста можно объяснить следующим: в 2014-2016 гг. региональные правительства постепенно начали реализовывать кампанию по переводу с угля на газ, но 2017 г. был заключительным в реализации данного плана, поэтому правительства проводили кампанию ускоренными темпами, чем и объясняется рост на 31,5 млрд куб. м. 3 июля 2018 г. Госсовет Китая опубликовал «План действий в течение трех лет для достижения победы в “войне за голубое небо”», который по факту является продолжением ранее действовавшего пятилетнего плана⁴². В связи с этим потребление газа в 2018 г. продолжило расти быстрыми темпами (Рисунок 5).

Рисунок 5. Динамика объемов и темпов прироста потребления газа в 2014-2018 гг. в Китае, млрд куб. м и %

Источник: составлено автором на основе данных ГКРР КНР

Большую часть потребления газа в Китае составляет собственная добыча, доля которой в 2018 г. составила 56%. В КНР ведется добыча как конвенционального природного газа, так и нетрадиционного (сланцевого газа, метана из угольных пластов (МУП) и синтетического угольного газа (СУГ)). Основную часть традиционного газа в Китае добывают государственные компании – КННК, «Синопек» и КНМНК (доля добычи газа так

⁴⁰ Данные ГКРР КНР

⁴¹ Постановление Государственной комиссии по развитию и реформе Китая от 26 ноября 2013 г.

⁴² План действий в течение трех лет для достижения победы в “войне за голубое небо”

называемой «триадой» в 2018 г. составила 81%). Добычей сланцевого газа занимаются компании КННК и «Синопек»: КННК ведет добычу на проектах «Чаннин-Вэйюань» и «Чжаотун», «Синопек» – на проекте «Фулин». Все проекты находятся на юго-западе Китая. Метан из угольных пластов добывают и государственные, и региональные компании, в т.ч. с иностранным участием. По итогам 2018 г. доля нетрадиционного газа в общей добычи в Китае составила 11%⁴³ (17,5 млрд куб. м). Всего в 2018 г. было добыто 158,3 млрд куб. м газа, что является рекордным показателем. За 2015-2018 гг. объем добычи возрос на 30,4 млрд куб. м (**Рисунок 6**). Темпы прироста добычи газа в Китае отстают от темпов прироста его потребления, поэтому добывающие компании стараются увеличивать добычу, но по объективным причинам не способны наращивать ее более быстрыми темпами. Объем извлекаемых запасов газа в Китае не столь значителен: традиционного газа – около 5,5 трлн куб. м (по состоянию на 2018 г.), сланцевого газа – 198 млрд куб. м, МУП – 302,5 млрд куб. м⁴⁴. В случае реализации планов правительства КНР по увеличению добычи сланцевого газа до 30 млрд куб. м к 2020 г., обеспеченность запасами сланцевого газа снизится до 6-7 лет (при текущих объемах добычи в 10,3 млрд куб. м сланцевого газа может хватить на 19-20 лет). Помимо этого в Китае недостаточное количество крупных месторождений (с разведанными геологическими запасами свыше 30 млрд куб. м): 50 газовых месторождений (19% от всех открытых) относят к таковым, в 2018 г. было открыто лишь одно крупное месторождение («Цинъян» в провинции Ганьсу)⁴⁵. Кроме того, с начала 2018 г. до сентября 2018 г. было расконсервировано 212 газовых скважин⁴⁶, и был сведен к минимуму сезонный фактор. Таким образом, в последнее время рост добычи был обусловлен в основном за счет максимальной загрузки уже имеющихся мощностей.

Рисунок 6. Динамика объемов и темпов прироста добычи газа в 2014-2018 гг. в Китае, млрд куб. м и %

Источник: составлено автором на основе данных ГКРР КНР и ГСУ КНР

Поскольку в последние годы разрыв между потреблением газа и собственной добычей продолжает расти, импорт данного энергоресурса увеличивается из года в год. В 2018 г. импорт природного газа в Китай составил 125,5 млрд куб. м, что на 33,5 млрд куб. м больше,

⁴³ Институт экономики и технологий КННК

⁴⁴ Министерство земельных и природных ресурсов КНР

⁴⁵ «Чжунго нэньюань ван» («Энергетика Китая онлайн») / 07.09.2018

⁴⁶ Сайт КННК / 14.09.2018

чем в 2017 году. Темпы прироста импорта оказались самыми высокими за рассматриваемый период и составили 36,4%. С 2014 г. Китай увеличил объем импорта газа более чем в два раза (на 65,9 млрд куб. м или на 111%) и по итогам 2018 г. стал крупнейшим импортером газа в мире, обогнав Японию. За рассматриваемый период возрос импорт как трубопроводного газа, так и сжиженного природного газа (СПГ). В 2015 г. произошло снижение импорта СПГ, что связано в первую очередь со снижением поставок из Катар, Йемена и Экваториальной Гвинеи, а с 2016 г. импорт обоих видов газа ежегодно возрастает. За 2015-2018 гг. основной прирост импорта был обеспечен ростом закупок СПГ на 46,6 млрд куб. м, что в 2,4 раза больше, чем увеличение импорта трубопроводного газа за рассматриваемый период (**Рисунок 7**). Это объясняется следующим: новые магистральные газопроводы, направленные на импорт газа из-за границы за рассматриваемый период не вводились в эксплуатацию в отличие от СПГ-терминалов. За 2015-2018 гг. было введено 6 СПГ-терминалов общей пропускной способностью 22,5 млрд куб. м. Резкое увеличение импорта трубопроводного газа в 2018 г. произошло в связи с подписанием в октябре 2017 г. контракта на поставку 5,0 млрд куб. м газа из Казахстана по газотранспортной системе «Центральная Азия – Китай», по которой в настоящее время идет основная часть импортного трубопроводного газа из Туркменистана, Казахстана и Узбекистана. Помимо роста импорта казахского газа в 2018 г., выросли поставки газа из Узбекистана, что объясняется эффектом «низкой базы» – в 2017 г. по сравнению с 2016 г. поставки газа из Узбекистана снижались.

Рисунок 7. Динамика изменения объемов импорта трубопроводного газа и СПГ в Китае в 2014-2018 гг., млрд куб. м

Источник: составлено автором на основе данных ГКРР КНР и ГТУ КНР

Доля импорта в потреблении газа в 2018 г. составила 44%, увеличившись на 13 п.п. за рассматриваемый период. В 2014 г. доля трубопроводного газа в общих закупках газа за границей превышала долю СПГ и такая ситуация складывалась до 2016 г. включительно. При этом доля импорта трубопроводного газа возрастала до 2015 г., но с 2016 г. начала снижаться. В 2017 г. произошел резкий рост доли СПГ, закупки которого увеличились на 19,9 млрд куб. м г/г, что связано с ускоренным проведением кампании по переводу с угля на газ, о которой говорилось выше. По итогам 2018 г. доля СПГ (59%) в импорте второй год подряд превышала долю трубопроводного газа (41%) (**Рисунок 8**).

Рисунок 8. Структура импорта газа в Китай в 2014-2018 гг., %

Источник: составлено автором на основе данных ГТУ КНР

До первого квартала 2016 г. включительно импорту газа в КНР был характерен фактор сезонности – во время отопительного сезона (ноябрь-март), т.е. в первом и четвертом кварталах импортировалось больше газа, чем во втором и третьем. Но со второго квартала 2016 г. импорт газа в Китай ежеквартально растет (**Рисунок 9**). Так, в четвертом квартале 2018 г. импорт газа составил 35,7 млрд куб. м, что является рекордным значением ежеквартальных закупок. Импорт газа за четвертый квартал выше на 8,1 млрд куб. м (или на 29%), чем в аналогичный период 2017 года.

Рисунок 9. Поквартальный импорт газа в Китай в 2014-2018 гг., млрд куб. м

Источник: составлено автором на основе данных ГТУ КНР

С сентября 2013 г. Китай импортирует трубопроводный газ из четырех стран: Туркменистан, Узбекистан, Казахстан и Мьянма. За рассматриваемый период поставки из Туркменистана непрерывно росли с 26,1 млрд куб. м в 2014 г. до рекордных 35,5 млрд куб. м⁴⁷ в 2018 г. Импорт газа из Узбекистана и Казахстана в 2018 г. также возрос до 6,9 млрд

⁴⁷ Данные об импортных поставках публикуются ГТУ КНР в весовых единицах. Для пересчета в кубометры

куб. м и 6,2 млрд куб. м соответственно (по сравнению с уровнем 2014 г. – 2,5 млрд куб. м и 0,4 млрд куб. м) в связи с причинами, названными выше. Импорт из Мьянмы достиг максимального уровня в 2015 г. (4,0 млрд куб. м) после чего начал снижаться. К 2018 г. импорт из данной страны понизился до 2,9 млрд куб. м, что ниже показателя 2014 г. Снижение импорта из Мьянмы можно объяснить взрывом на газопроводе в провинции Гуанчжоу (который является продолжением газопровода «Мьянма-Китай») в связи с пожаром, произошедшем 11 июня 2018 года⁴⁸ (Рисунок 10).

Рисунок 10. Динамика поставок трубопроводного газа в Китай в 2014-2018 гг., млрд куб. м

Источник: составлено автором на основе данных ГТУ КНР

В 2014 г. в Китай СПГ экспортировали 18 стран: Австралия, Алжир, Ангола, Бруней, Египет, Индонезия, Испания (резэкспорт), Йемен, Катар, Малайзия, Нигерия, Норвегия, Оман, Папуа-Новая Гвинея, Россия, Республика Корея (резэкспорт), Тринидад и Тобаго и Экваториальная Гвинея. К 2018 г. Испания, Йемен и Республика Корея перестали поставлять газ в Китай, но к числу экспортеров присоединились Великобритания (резэкспорт), Камерун, Нидерланды (резэкспорт), Перу, Сингапур (резэкспорт), США, Франция (резэкспорт) и Япония (резэкспорт). Таким образом, в 2018 г. уже 23 страны экспортировали сжиженный природный газ в КНР. Основным поставщиком СПГ в Китай в 2014 г. был Катар, который экспортировал 9,2 млрд куб. м или 33% всего импорта СПГ Китаем. Среди крупнейших экспортеров газа в КНР также были Австралия (20%), Малайзия (14%) и Индонезия (12%). Доля России в импорте СПГ составляла на тот момент около 1%. В 2015 г. Австралия стала крупнейшим поставщиком СПГ в Китай и осталась им до 2018 г. При этом Австралия за рассматриваемый период нарастила поставки СПГ в КНР более чем в 6 раз с 5,4 млрд куб. м в 2014 г. до 32,8 млрд куб. м в 2018 г. В 2018 г. Катар стал вторым по величине экспортером СПГ в Китай (17% всех закупок СПГ Китая), Малайзия и Индонезия также остались одними из крупнейших поставщиков СПГ в Китай (11% и 9% всего импорта СПГ Китаем соответственно). Доля России за 2015-2018 гг. увеличилась до 2% от всего импорта сжиженного природного газа КНР и стала 7 по величине поставщиком СПГ в Китай (Рисунок 11, Рисунок 12). Следует отметить, что на протяжении всего рассматриваемого периода Россия поставляла в Китай только сжиженный природный газ по причине

поставок трубопроводного газа использовалось значение плотности метана 0,717 кг/куб. м, которое использует компания КННК

⁴⁸ LIFE Новости / 11.06.2018

отсутствия магистральных газопроводов из России в Китай. Первый из них находится в процессе строительства (газопровод «Сила Сибири-1») и будет введен в эксплуатацию к концу 2019 г.

Рисунок 11. Географическая структура импорта СПГ в Китай в 2014 г., %
 Источник: составлено автором на основе данных ГТУ КНР

Рисунок 12. Географическая структура импорта СПГ в Китай в 2018 г., %
 Источник: составлено автором на основе данных ГТУ КНР

В 2014 г. в России действовал единственный СПГ-завод «Сахалин-2», поставки с которого осуществлялись исключительно в Азию (в 2014 г. – в Китай, Японию, Республику Корея, Тайвань и Таиланд). В 2015 и 2016 гг. Россия перестала экспортировать СПГ в Таиланд с данного завода. В 2017 г. компанией ПАО «НОВАТЭК» был введен в

эксплуатацию второй в России завод по производству СПГ «Ямал СПГ» мощностью 16,5 млн т (22,9 млрд куб. м)⁴⁹. В декабре 2017 г. с СПГ-завода «Ямал» была отгружена одна партия СПГ на танкере «Кристоф де Маржери» в порт Isle of Grain (Великобритания)⁵⁰. Благодаря новому СПГ-заводу на полуострове Ямал Россия в 2018 г. смогла увеличить объем экспортируемого СПГ в 1,8 раз. По итогам 2018 г. экспорт СПГ России составил 25,1 млрд куб. м, 10,1 млрд куб. м из которых пришлось на завод «Ямал СПГ» (**Рисунок 13**). Также, в связи с вводом в эксплуатацию «Ямал СПГ» Россия начала поставки в Европу, на Ближний Восток, в Америку и Африку. Сжиженный природный газ, экспортируемый с завода «Сахалин-2» продолжил поставлять СПГ только на азиатский рынок.

Рисунок 13. Экспорт СПГ из России по регионам в 2014-2018 гг., млрд куб. м

Источник: составлено автором на основе данных СМИ, компаний ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК», Thomson Reuters, VYGON Consulting, IHS Markit, IGU

В 2014 г. основным импортером российского СПГ была Япония (79% всего экспорта из РФ). 19% всего экспорта направлялись в Республику Корея, доля Китая была незначительной – чуть более одного процента. Доля Тайваня и Таиланда в экспорте России составляла менее одного процента каждый. Как было сказано выше, благодаря вводу в эксплуатацию завода «Ямал СПГ» Россия диверсифицировала экспорт СПГ. В 2018 г. экспорт СПГ из России осуществлялся в 19 стран, по сравнению с 5 странами импортерами СПГ из России в 2014 г. Несмотря на это, Япония осталась основным импортером российского СПГ с долей на уровне 37% в 2018 году. Тайвань к 2018 г. стал вторым по величине импортером СПГ из России с долей в 12%, обогнав Республику Корея (11%). Среди крупных импортеров российского СПГ в 2018 г. можно также выделить Великобританию, Нидерланды, Китай и Францию. Доля же Китая ежегодно увеличивалась с 1% в 2014 г. до 6% в 2018 г. (**Рисунок 14, Рисунок 15**).

⁴⁹ Для пересчета в кубометры поставок СПГ использовался коэффициент регазификации 1385 куб. м/т, которым также пользуется компания КННК

⁵⁰ Первый танкер с «Ямал СПГ» разгрузится в Великобритании / Интерфакс

Рисунок 14. Географическая структура экспорта СПГ из России в 2014 г., %

Источник: составлено автором на основе данных СМИ, компании ПАО «Газпром», Thomson Reuters, VYGON Consulting, IHS Markit, IGU

Рисунок 15. Географическая структура экспорта СПГ из России в 2018 г., %

Источник: составлено автором на основе данных СМИ, компаний ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК», Thomson Reuters, VYGON Consulting, IHS Markit, IGU

На сегодняшний день газ из России в Китай поставляется с двух СПГ-проектов: «Сахалин-2» и «Ямал СПГ», причем с Ямала поставки начались только в июле 2018 г. На данный момент Россия поставляет незначительный объем газа на китайский рынок (на конец 2018 г. экспорт СПГ из России в Китай составил 1,6 млрд куб. м или 2% китайского импорта СПГ в 2018 г.). Объем поставок с проекта «Ямал СПГ» в Китай составит около 4,1 млрд куб. м/г. Экспорт с проекта «Сахалин-2» в Китай за 2015-2017 гг. пусть незначительно, но

увеличивался (если рассматривать в масштабах роста импорта СПГ Китаем), так в 2014 г. экспорт СПГ из России в Китай составлял 0,2 млрд куб. м, а в 2017 г. чуть более 0,6 млрд куб. м. В 2018 г. экспорт с проекта «Сахалин-2» снизился до менее чем 0,6 млрд куб. м, но за счет начала поставок с Ямала (в 2018 г. – 1,0 млрд куб. м) экспорт из России в КНР увеличился на 167% (**Рисунок 16**).

Рисунок 16. Динамика экспорта СПГ из России в Китай в 2014-2018 гг., млрд куб.

м

Источник: составлено автором на основе данных ГТУ КНР, компаний ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК», IHS Markit, IGU

Очевидно, что зависимость Китая от импортного природного газа будет увеличиваться, поскольку темпы роста спроса значительно превышают темпы роста собственной добычи, а явные предпосылки для прорыва в добыче сланцевого газа на данный момент отсутствуют. Объем собственной добычи газа может вырасти до 260 млрд куб. м к 2030 г. Прирост собственной добычи, как ожидается, будет отставать от прироста спроса. Понимая это, китайские компании активизировали деятельность по заключению новых долгосрочных контрактов на поставку СПГ из-за рубежа (в 2018 г. было заключено 6 долгосрочных контрактов общим объемом 13,2 млрд куб. м/год)⁵¹. В результате потребность в импорте к 2030 г. может вырасти до 285 млрд куб. м. Основными поставщиками трубопроводного газа в Китай будут Туркменистан и Россия, а основными поставщиками СПГ – Австралия и страны ближневосточного региона. 1 декабря 2019 г. начнутся поставки газа из России по газопроводу «Сила Сибири-1» (в объеме 5 млрд куб. м/год с выходом на проектную мощность в 38 млрд куб. м/г. к середине 2020-х гг.)⁵². Перспективы развития сотрудничества в газовой отрасли между Россией и Китаем обширны: в стадии обсуждения находятся несколько крупных проектов газопроводов, а именно, «Сила Сибири-2», «Россия-Монголия-Китай» (каждый мощностью 30 млрд куб. м/год), а также отвод до Китая от газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» мощностью 8 млрд куб. м. Данные проекты, в случае их успешной реализации, позволят Китаю удовлетворить растущий спрос на газ в стране и обеспечить собственную энергетическую безопасность (**Рисунок 17**).

⁵¹ Данные Wood Mackenzie

⁵² Пресс-центр ПАО «Газпром» / 12.03.2019

Рисунок 17. Прогноз потребности в импорте газа в Китай в разрезе поставщиков на период до 2030 г., млрд куб. м

Источник: расчеты автора

Таким образом, потребление в Китае за рассматриваемый период росло более быстрыми темпами чем собственная добыча, что способствовало увеличению импорта как трубопроводного газа, так и сжиженного природного газа. Рост потребления продиктован реализацией масштабной программы КНР по переводу промышленных и городских потребителей с угля на газ, а рост добычи был обусловлен в основном за счет максимальной загрузки уже имеющихся мощностей. Поскольку разрыв между добычей и потреблением ежегодно увеличивался, доля импорта газа в потреблении постоянно росла и по итогам 2018 г. составила 44%. Основным поставщиком трубопроводного газа остался Туркменистан (в 2018 г. импорт Китая из Туркмении составил 35,5 млрд куб. м), а крупнейшим поставщиком СПГ в 2015 г. стала Австралия и удерживала данную позицию до 2018 г. включительно (в 2018 г. импорт в КНР из Австралии составил 32,8 млрд куб. м).

Россия за 2015-2018 гг. увеличила общий объем экспорта СПГ в 1,8 раз до 25,1 млрд куб. м в 2018 г., став шестым по величине поставщиком СПГ в мире, больше России экспортируют только Катар (104,7 млрд куб. м), Австралия (91,4 млрд куб. м), Малайзия (32,7 млрд куб. м), США (28,0 млрд куб. м) и Нигерия (27,3 млрд куб. м). Если говорить о поставках в КНР, то Россия увеличила поставки более чем в 9 раз, но ее доля все равно пока что мала: 2% от импорта СПГ Китаем и 1% от импорта КНР всего газа. В 2017 г. в России был введен в эксплуатацию новый СПГ-завод «Ямал СПГ», объем поставок в Китай, с которого по заключенному договору составит около 4,1 млрд куб. м/г. Также, с 2019 г. начнутся поставки трубопроводного газа по газопроводу «Сила Сибири-1». Таким образом, к середине следующего десятилетия Россия сможет поставлять около 42 млрд куб. м газа в Китай. Такие перспективы позволят России диверсифицировать экспорт газа и уменьшить зависимость от Европы, реализуя программу «разворота на восток». Для Китая сотрудничество с Россией является одним из факторов будущего укрепления энергобезопасности страны, а также возможностью удовлетворять растущий спрос на газ в стране.

Список используемой литературы

Алексей Миллер проинформировал Владимира Путина о работе «Газпрома» в 2018 году и планах на 2019 год / Пресс-центр ПАО «Газпром» / 12.03.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2019/march/article476617/>

В Китае в результате взрыва газопровода пострадало 24 человека / LIFE Новости / 11.06.2018 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: https://life.ru/t/%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8/1125111/v_kitaie_v_riezultatie_vzryva_ghazoprovoda_postradalo_24_chielovieka

Итоги деятельности газовой отрасли Китая за декабрь 2014 г. (2014 年 12 月天然气运行简况) / Государственная комиссия по развитию и реформе КНР / 27.01.2015 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jjyx/gjyx/201501/t20150127_661370.html

Итоги деятельности газовой отрасли Китая за 2015 г. (2015 年天然气运行简况) / Государственная комиссия по развитию и реформе КНР / 22.01.2016 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://www.ndrc.gov.cn/jjxsfx/201601/t20160122_772263.html

Итоги деятельности газовой отрасли Китая за 2016 г. (2016 年天然气运行简况) / Государственная комиссия по развитию и реформе КНР / 23.01.2017 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://yxj.ndrc.gov.cn/mtzhgl/201701/t20170123_836224.html

Итоги деятельности газовой отрасли Китая за 2017 г. (2017 年天然气运行简况) / Государственная комиссия по развитию и реформе КНР / 31.01.2018 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jjyx/mtzhgl/201801/t20180131_876398.html

Итоги деятельности газовой отрасли Китая за 2018 г. (2018 年天然气运行简况) / Государственная комиссия по развитию и реформе КНР / 31.01.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jjyx/mtzhgl/201901/t20190131_927429.html

Компания КННК открыло газовое месторождение запасами более 30 млрд куб. м (中石油发现 300 亿方大气田) / «Чжунго нэньюань ван» («Энергетика Китая онлайн») / 07.09.2018 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://www.china5e.com/news/news-1038989-1.html>

Постановление Государственной комиссии по развитию и реформе Китая от 26 ноября 2013 г. «О переводе с угля на газ» №2886/2013 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jjyx/zhd/201311/t20131128_568443.html

Первый танкер с «Ямал СПГ» разгрузится в Великобритании / Интерфакс / 28.12.2017 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://www.interfax.ru/business/593850>

План действий в течение трех лет для достижения победы в “войне за голубое небо” / Госсовет КНР / 03.07.2018 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://www.gov.cn/zhengce/content/2018-07/03/content_5303158.htm

Результат расконсервации газовых скважин (长庆油田千口气井评价挖潜工程显成效) / Новости сайта КННК / 14.09.2018 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://news.cnpc.com.cn/system/2018/09/14/001705028.shtml>

Авдалян Г.М.

Перспективы развития нефтеперерабатывающей отрасли промышленности Исламской Республики Иран

Исламская Республика Иран (ИРИ) крупное государство в Передней Азии, имеет при этом стратегически важное географическое положение и обладает колоссальными запасами углеводородных ресурсов. Принимая во внимание данные факты не удивительно, какое значение играет энергетический сектор в структуре экономики страны. И в этой связи, рассматривая данную сферу и в частности нефтеперерабатывающую и нефтехимическую отрасли промышленности, особенно актуальными становится вопрос, как будут развиваться эти высокотехнологичные отрасли нефтегазового комплекса в условиях нестабильных международных экономических и политических отношений сложившихся вокруг ИРИ.

За последние десятилетия на развитие страны существенное влияние оказали международные санкции. В частности, со стороны Соединенных Штатов Америки оказывается серьёзное давление на торгово-экономические связи Ирана, а по отношению к нефтегазовому сектору, принимаются меры, подрывающие его стабильное функционирование. Рассматривая торговлю данными видами природных ресурсов, можно отметить, что ограничительные меры также призваны, в ближайшее время, приблизить показатели экспорта сырой нефти до минимальных значений. Учитывая сложившиеся обстоятельства и возможные пути решения, приоритетным может стать развитие именно нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей промышленности, где существуют свои особенности.

На сегодняшний день Иран обладает примерно 9,3% от общемировых запасов нефти, то есть 21,6 млрд. т. По запасам газа страна занимает одно из лидирующих позиций в мире, страна обладает 33,2 млрд. куб. метров, это более 17% от общемировых запасов.⁵³ Большая часть иранских запасов находится на суше (около 71%), причем бассейн Хузестана содержит примерно 80% от их количества. В основном нефть в Иране добывается на юго-западных морских месторождениях страны, где добываются сорта нефти Iran Heavy и Iran Light. Iran Heavy – нефть средней тяжести с высоким содержанием серы (29,3° API, 2,29% серы) её добыча происходит на одних из крупнейших месторождениях, в том числе на Гачасаране, Марун, Ахваз и Бангестан. Сорт нефти Iran Light по своим характеристикам близок к сорту нефти Arab Light, имея при этом плотность 33° API и содержание серы равное 1,58%. Iran Light добывается на нескольких месторождениях в провинции Хузестан, но две трети объема добычи приходится на три месторождения: Ахваз, Карандж и Агаджари. На данный момент эти месторождения демонстрируют снижение темпов добычи и для того чтобы поддерживать существующий уровень добычи потребуются методы, направленные на увеличение нефтеотдачи, в том числе закачку природного газа в нефтяные пласты для увеличения их давления.⁵⁴

Иран является второй по величине страной-потребителем нефти на Ближнем Востоке после Саудовской Аравии. Внутреннее потребление нефти в Иране и в наибольшую долю в структуре производства нефтепродуктов составляют, дизельное топливо, бензин, мазут и керосин.⁵⁵ Их потребление обеспечивается за счет собственных сил, хотя страна по-прежнему импортирует относительно небольшие объемы бензина (от 5 до 10 млн. л.)⁵⁶.

⁵³ BP Statistical Review of World Energy - 2018

⁵⁴ EIA Country Analysis: Iran [Электронный ресурс] URL: https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Iran/iran.pdf

⁵⁵ OPEC Annual Statistical Bulletin 2018

⁵⁶ Iran Could End Gasoline Import As Domestic Output Peaks // Financial Tribune, January 09, 2019 [Электронный ресурс] URL: <https://financialtribune.com/articles/energy/96067/iran-could-end-gasoline-import-as-domestic-output-peaks>

Таблица 1. Основные показатели нефтяной отрасли

Показатель	2002	2005	2010	2015	2016	2017
Запасы нефти, млрд. бар.	130,7	137,5	151,2	158,4	157,2	157,2
Добыча, тыс. б/с	3618	4218	4430	3862	4602	4982
Нефтеперерабатывающие мощности, тыс. б/с	1647	1692	1860	1985	1985	2105
Потребление нефти и нефтепродуктов, тыс. б/с	1435	1651	1791	1766	1722	1816
Экспорт нефти	2093,6	2394,5	2583	1081,2	1921	2125
Экспорт нефтепродуктов, тыс. б/с	328	402,1	371	514,3	897,9	992,5
Импорт нефтепродуктов	63,5	150,8	107	52,5	61,6	96

Источник: составлено по данным BP, OPEC, The JODI Oil World Database

В ответ на международные санкции и связанные с этим трудности по приобретению нефтепродуктов Иран расширил свои внутренние перерабатывающие мощности. Если в 2010 году общие производственные мощности были на отметке в 1,8 млн. баррелей в сутки, то в 2017 г. уже чуть более 2,1 млн. баррелей в сутки. Также стоит отметить, что доля экспорта нефтепродуктов за последнее десятилетие значительно увеличилась, при этом постепенно вытесняя экспорт сырой нефти, что отражает понимание иранской стороной преимущество продажи нефтепродуктов, в связи с их высокой добавочной стоимостью.

Таблица 2. Нефтеперерабатывающие заводы в Иране

Нефтеперерабатывающий завод	Производственные мощности, тыс. б/с
Абадан	400
Исфахан	375
Бендер-Аббас	330
Тегеран	250
Эрак	250
Ноури-Борзуге	120
Бендер-Аббас, 1-я фаза НПЗ	
Persian Gulf Star Refinery (Звезда Персидского залива)	120
Табриз	110
Шираз	60
о.Лавиан	60
Буали Сина	34
Керманшах	22
Арас 1	10
Бушир	10
Арас 2	5
Йезд	3
Итого	2,159

Источник: EIA Country Analysis: Iran [Электронный ресурс] URL: https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Iran/iran.pdf

Нефтегазовый комплекс Ирана практически полностью находится под контролем Министерства нефти и энергетики Ирана, которой принадлежат все ключевые компании данного сектора, в том числе Национальная Иранская нефтехимическая компания и Национальная иранская нефтеперерабатывающая и распределительная компания. В конституции страны отмечается, что добычей ресурсов не может заниматься иностранная или частная компания. Тем не менее, иностранные компании могут заниматься разведкой, а также разработкой месторождений по приобретенным у государства сервисным контрактам. Согласно условиям таких контрактов, иностранная компания вносит капитал и выступает в роли оператора месторождения, а взамен власти возвращают ему вложенные инвестиции плюс вознаграждение от иранского правительства в объеме и на условиях, определенных в рамках каждого конкретного контракта.⁵⁷

Таблица 3. Основные государственные энергетические компании Ирана

Компании	Сфера деятельности
Национальная иранская нефтяная компания (NIOC)	Контролирует деятельность по разведке и добыче нефти и природного газа через свои одиннадцать дочерних компаний.
Национальная иранская газовая компания (NIGC)	Контролирует сектор downstream деятельность по переработке природного газа. Целью компании является переработка, доставка и распределение природного газа для внутреннего потребления. NIGC работает через несколько дочерних компаний.
Национальная иранская нефтеперерабатывающая и распределительная компания (NIORDC)	Отвечает за всю деятельность по переработке и распределению нефти и нефтепродуктов, включая строительство объектов переработки и хранения, нефтепроводов и эксплуатацию автозаправочных станций. Все это осуществляется через дочерние компании.
Национальная иранская нефтехимическая компания (NPC)	NPC управляет нефтехимической промышленностью Ирана, включая операции нескольких нефтехимических комплексов, через свои дочерние компании.

Источник: The National Petrochemical Company / Petrochemical Complexes [Электронный ресурс] URL: <http://english.nipc.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=71&pageid=2702>

Нефтехимия является важной отраслью промышленности в Иране. Являясь источником не нефтяных доходов, он играет значительную роль в развитии местных отраслей промышленности и технологий. Обладая богатыми природными ресурсами и имея выгодное географическое положение, страна имеет все предпосылки для активного развития данной отрасли. История нефтехимической промышленности в Иране насчитывает более 50 лет назад. В конце 1950-х годов министерство экономики создало учреждение, которое занималось развитием нефтехимической промышленности в стране. После этого в 1958 году недалеко от Шираза, в южной провинции Фарс был построен завод по производству азотных удобрений в городе Марвдешт. В итоге в 1964 году была основана Национальная нефтехимическая компания, которая осуществляла все виды деятельности, связанные с расширением нефтехимической промышленности, под руководством Национальной иранской нефтяной компании (NIOC). С 1964 по 1977 годы нефтехимическая промышленность Ирана активно развивалась. В течение этого времени были построены такие предприятия как, Рази, Абадан, Пазаргад, Ахваза Харга, Фараби и Шираз, а также была завершена большая часть строительства крупного нефтехимического предприятия

⁵⁷ Iranian Petroleum Contracts [Электронный ресурс] URL: <http://ipc.nioc.ir>

партнерстве с консорциумом японских компаний. Однако эта тенденция роста была нарушена после сложившихся напряженных отношений между Ираном и Ираком в начале 1980-х годов. Когда война подошла к концу, Иран осуществил свой первый пятилетний план развития (1989-1994 годы). В соответствии с этим планом Национальная иранская нефтехимическая компания реконструировала свои поврежденные в результате войны объекты и построила два новых завода в Исфахане и Шазанде (Арак).⁵⁸ В 1997 году объем производства NPC достиг 5,2 млн. тонн, а в 2018 году более 49 млн. тонн, то есть рост почти составил в 10 раз.⁵⁹ За счет реализации более 55 утвержденных проектов планируется расширение производственных мощностей до 105 млн. тонн.

Таблица 4. Нефтехимические комплексы в Иране

Регион	Количество предприятий	Мощность, млн. тонн в год	Основная производимая продукция
Махшехр	22	25,6	Полипропилен, МТБЭ, синтетические каучуки, полиэтилен, аммиак
Ассалуйе	17	32,7	Бензол, этилен, этан, метанол, пропилен, этиленгликоль
Другие регионы	20	13,7	Этилен, пропилен, толуол, метанол, этанол
Общая производственная мощность	59	72	

Источник: The National Petrochemical Company / Petrochemical Complexes [Электронный ресурс] URL: <http://english.nipc.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=71&pageid=2702>

Для осуществления намеченных целей по расширению нефтехимической промышленности Ирана, руководством страны было принято решение о создании специальных экономических зон. Одной из таких является особая экономическая зона, расположенная на юго-западе города Махшехр, недалеко от северного побережья Персидского залива. В настоящее время площадь зоны составляет более 2600 гектаров. Когда он был впервые создан, его площадь составляла всего 1700 гектаров. Вскоре произошло расширение, после присоединения нефтехимических комплексов "Бандар Имам", "Рази" и "Фараби" к зоне, которая связана с международными водными путями через порт "Бандар Имам" и имеет доступ к Турции, Европе и странам Центральной Азии через национальную железную дорогу Ирана. Основной причиной создания ОЭЗ было обеспечение промышленного развития, особенно в нефтехимическом секторе и входящих в него отраслей. В ОЭЗ предоставляется широкий спектр экономических и социальных выгод на местном и национальном уровнях, включая привлечение современных технологий и создание рабочих мест. За продвижение и развитие зоны отвечает организация нефтехимической особой экономической зоны, которая является дочерним предприятием NPC. Она начала свою деятельность в 1997 году и её основной деятельностью является развитие инфраструктурных объектов с целью привлечения отечественных и иностранных инвесторов.

Еще одной быстро развивающейся свободной экономической зоной является портовая зона Парс, расположенная в городе Ассалуйе. Зона состоит из трех регионов: Парс 1 (Южный Парс) с площадью 14000 га., Парс 2 (Парс Канган) с площадью 16000 га. и Парс 3

⁵⁸ The National Petrochemical Company / Petrochemical Complexes [Электронный ресурс] URL: <http://english.nipc.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=71&pageid=2702>

⁵⁹ Iran 11-Month Petchem Output at 49 Million Tons // NIPNA, March 19, 2019 [Электронный ресурс] URL: <http://www.nipna.ir/en/newsagency/18639/Iran-11-Month-Petchem-Output-at-49-Million-Tons>

(Северный Парс) с площадью 16000 га. В 1999 году была основана организация особой экономической зоны Парс для поддержки разработки Южного парсового газового месторождения, крупнейшего в мире газового месторождения. Для этого были созданы различные инфраструктурные объекты, такие как автомобильные дороги, железные дороги, порты, аэропорты, электростанции. Наличие подобной инфраструктуры в портовом комплексе Парс (международного аэропорта Персидского залива, объектов водоснабжения и электроснабжения, коммуникаций, дорог) сделали регион идеальным местом для отечественных и иностранных инвесторов. Зона, расположена на побережье Персидского залива, имея при этом доступ к богатым углеводородным ресурсам региона, что обеспечивает выгодные условия для иностранных инвестиций. Это центр разработки, который ведется на газовом месторождении Южный Парс. С его запасами, оцениваемыми в 14 триллионов кубометров газа и 18 миллиардов баррелей конденсата, данное месторождение является крупнейшим в мире газовым месторождением (6,8% мировых запасов газа). Учитывая потенциал месторождения, на данный момент запланировано реализовать 28 этапов разработки и 3 гигантских проекта в области СПГ в Ассалуйе и Кангане. В настоящее время первые десять этапов находятся в стадии разработки. В среднем на реализацию каждой фазы было инвестировано 1,5 миллиарда долларов. Работы по реализации этапов 11 – 24 уже проводятся. В рамках 3-го, 4-го и 5-го пятилетних планов развития страны, в зоне Ассалуйе были построены несколько нефтехимических заводов мирового уровня.

По предварительным итогам 2018 года производство нефтехимической продукции в Иране достигло отметки в 49 млн. тонн. В зоне Махшехр двадцать нефтехимических заводов произвели за этот период более 17,36 млн. т. нефтехимической продукции, заводы в Ассалуйе достигли отметки в 21,7 млн. т., в других регионах страны объёмы производства нефтехимической продукции составил примерно 10 млн. тонн.⁶⁰

За этот период страна экспортировала почти 19 млн. т., это более 10,5 млрд. долларов. Наибольшая доля экспортной нефтехимической продукции приходится на особую экономическую зону Парс и составляет 9,2 млн. т. на сумму 5 млрд. долл., на нефтехимическую зону в Махшехр 4,3 млн. тонн экспорта (2,6 млрд. долл.). Более 3,6 миллионов тонн нефтехимической продукции, на сумму 2,2 миллиарда долларов было экспортировано из других регионов страны. Экспорт в основном включал такие продукты нефтехимии как: метанол, аммиак, полистирол, этиленгликоль, мочевины, бутан, пропан, полиэтилен низкой и высокой плотности, газовый конденсат и цемент.⁶¹ Основными импортерами иранской нефтехимической продукции являются: Китай, Индия, ОАЭ, Ирак, Афганистан, Турция, Пакистан, Индонезия. Национальной нефтехимической компании, данный сектор страны имеет сильные позиции на международных рынках, главным образом в Азии и Европе. NPC стремится модернизировать существующие технологии, оснастить отечественные компании передовыми техническими решениями и расширить свое присутствие на мировых рынках. Учитывая сложившуюся ситуацию вокруг страны, одной из первоочередных задач будет выстраивание отношений с теми государствами, которые готовы к взаимовыгодному сотрудничеству и имеют схожие позиции на проблемы мирового и регионального характера. И в этой связи нельзя не упомянуть подписанное между Евразийским экономическим союзом и Ираном временное соглашение, ведущее к образованию зоны свободной торговли.⁶² Документ предполагает снижение, и даже

⁶⁰ Iran 11-Month Petchem Output at 49 Million Tons // NIPNA, March 19, 2019 [Электронный ресурс] URL: <http://www.nipna.ir/en/newsagency/18639/Iran-11-Month-Petchem-Output-at-49-Million-Tons>

⁶¹ IRAN PETROCHEMICAL PRODUCTION NEAR 45M TONS, EXPORTS EARN \$10B // Italian Trade Agency, February 14, 2019 [Электронный ресурс] URL: <https://www.ice.it/it/news/notizie-dal-mondo/122165>

⁶² Подписано Временное соглашение, ведущее к образованию зоны свободной торговли между ЕАЭС и Ираном // Официальный сайт Евразийской экономической комиссии, 17.05.2018 [Электронный ресурс] URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/17-05-2018-1.aspx>

обнуление ввозных пошлин на широкий перечень товаров. Потенциально данные действия благоприятно повлияют на инвестиционный климат в Иране, что не может не сказаться на расширении торгово-экономических связей и на развитие таких важных отраслей промышленности как нефтеперерабатывающая и нефтехимическая. Помимо значительных инвестиций, станет возможным обеспечить потребности в высококвалифицированных кадрах для таких высокотехнологичных отраслей, учитывая их активное развитие. Также территориальная интеграция ИРИ с ЕАЭС позволит оптимизировать логистические системы по транспортировке нефтепродуктов, учитывая минимизацию таможенного и пограничного регулирования.

Немаловажным будет отметить потенциал, строящегося международного транспортного коридора «Север-Юг», протяженностью более 5,5 тысяч километров. Коридор призван сократить время и стоимость транспортировки грузов между Россией, Северной Европой и Прибалтикой с одной стороны, и Индией, Ираном. На юге, данный маршрут также будет проходить через персидский залив.⁶³ Одним из ключевых звеньев этого проекта является иранский порт Чабахар, где идет строительство крупного нефтехимического комплекса, который будет способствовать увеличению экспорта в Индию и Китай. Порт расположен в юго-восточном Иране, к северу от Оманского моря и является также единственным иранским портом, который не затрагивается односторонними экономическими санкциями, введенными Соединенными Штатами. Новый комплекс будет состоять из 17 нефтехимических заводов, которые будут построены в 3 этапа с общим объемом производства около 25 млн. тонн в год. Значительную долю капитальных вложений на себя взяла индийская сторона, а также она строит железнодорожную линию стоимостью 1,6 млрд. долл. от Чабахара до Захедана, недалеко от ирано-афганской границы. Кроме того, индийские частные и государственные нефтехимические компании и компании по производству удобрений планируют инвестировать в зону свободной торговли Чабахар около 20 миллиардов долларов.⁶⁴

Несмотря на данные положительные сдвиги справедливо заметить, что все еще актуальным становится вопрос о том, как иранские компании смогут удовлетворить столь активное развитие нефтехимической промышленности, учитывая ограниченность в капитале и в современных технологиях для данной отрасли. Износ основных нефтехимических установок также является насущной проблемой, требующей принятия неотложных мер Иранским руководством. Также не маловажным проблемой будет являться конкуренция с саудовской нефтехимической продукцией, которая активно захватывает не малую долю мирового рынка.⁶⁵

Резюмируя вышесказанное, стоит отметить, что развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей промышленности в ближайшем будущем является наиболее приоритетным направлением. Исламской Республике следует развивать данные отрасли промышленности в виду высокой добавленной стоимости производимой ими продукции, по сравнению с продажей сырой нефти и газа. Учитывая существующие внешние обстоятельства ограничительного характера, одним из вариантов ухода от санкций и главным источником валютных доходов Ирана может стать именно экспорт нефтехимической отрасли. Также строительство нефтехимических предприятий позитивно скажется на уровне благосостояния населения и улучшит социально-экономическое положение в стране, в связи с созданием ещё большего количества высокооплачиваемых рабочих мест, формированием ОЭЗ и строительством нефтехимических портовых

⁶³ Международный транспортный коридор (МТК) "Север - Юг" // РИА Новости. Справка. [Электронный ресурс] URL: <https://ria.ru/spravka/20171101/1507611427.html>

⁶⁴ India Doubles Down on Chabahar Gambit // The Diplomat, January 19, 2019 [Электронный ресурс] URL: <https://thediplomat.com/2019/01/india-doubles-down-on-chabahar-gambit/>

⁶⁵ Iran's petrochemical industry during the sanctions era // Daily Sabah Opinion, 11 March, 2019 [Электронный ресурс] URL: <https://www.dailysabah.com/op-ed/2019/03/11/irans-petrochemical-industry-during-the-sanctions-era>

комплексов. Все это поспособствует развитию отдельных регионов и страны в целом, что послужит крепким основанием для устойчивого экономического роста Ирана.

Список используемой литературы

1. BP Statistical Review of World Energy - 2018
2. EIA Country Analysis: Iran [Электронный ресурс] URL: https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Iran/iran.pdf
3. OPEC Annual Statistical Bulletin 2018
4. Iran Could End Gasoline Import As Domestic Output Peaks // Financial Tribune, January 09, 2019 [Электронный ресурс] URL: <https://financialtribune.com/articles/energy/96067/iran-could-end-gasoline-import-as-domestic-output-peaks>
5. Iranian Petroleum Contracts [Электронный ресурс] URL: <http://ipc.nioc.ir>
6. The National Petrochemical Company / Petrochemical Complexes [Электронный ресурс] URL: <http://english.nipc.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=71&pageid=2702>
7. Iran 11-Month Petchem Output at 49 Million Tons // NIPNA, March 19, 2019 [Электронный ресурс] URL: <http://www.nipna>
8. IRAN PETROCHEMICAL PRODUCTION NEAR 45M TONS, EXPORTS EARN \$10B // Italian Trade Agency, February 14, 2019 [Электронный ресурс] URL: <https://www.ice.it/it/news/notizie-dal-mondo/122165>
9. Подписано Временное соглашение, ведущее к образованию зоны свободной торговли между ЕАЭС и Ираном // Официальный сайт Евразийской Экономической комиссии, 17.05.2018 [Электронный ресурс] URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/17-05-2018-1.aspx>
10. Международный транспортный коридор (МТК) "Север - Юг" // РИА Новости. Справка. [Электронный ресурс] URL: <https://ria.ru/spravka/20171101/1507611427.html>
11. India Doubles Down on Chabahar Gambit // The Diplomat, January 19, 2019 [Электронный ресурс] URL: <https://thediplomat.com/2019/01/india-doubles-down-on-chabahar-gambit/>
12. The JODI Oil World Database [Электронный ресурс] URL: <https://www.jodidata.org/oil/>
13. Iran's petrochemical industry during the sanctions era // Daily Sabah Opinion, 11 March, 2019 [Электронный ресурс] URL: <https://www.dailysabah.com/op-ed/2019/03/11/irans-petrochemical-industry-during-the-sanctions-era>

Сеферов А.К., Халов О.М., Полаев Д.К.

**Сотрудничество Прикаспийских государств по созданию
нефтегазохимического кластера**

1. На сегодняшний день в экономической литературе понятие Прикаспийский регион является сформированным. Так, к нему относят страны, которые омываются данным морем, а именно: Россию, Республику Казахстан, Туркменистан, Иран и Азербайджан.

Прикаспийский регион обладает уникальным экономико-географическим положением связи с тем, что он находится в центре Евразийского континента. На территории данного региона пролегалo множество исторических и международных путей, например, Великий шелковый путь, который служил мостом между Средиземноморьем и Восточной Азией. В период 2010-ых годов геэкономическая и геополитическая ситуация в Евразии начала значительно меняться. Эти изменения повлияли также и на Прикаспийский регион. Евразия интенсивно выстраивает и развивает свои международные экономические и политические отношения.

В евразийском пространстве начались структурно-организационные изменения, которые приводят интенсивному развитию общевразийских экономических проектов, которые, в свою очередь, способствуют укреплению межгосударственных отношений. В особенности, это касается транспортных коридоров, ведь как известно, ведутся работы для создания транспортного коридора под названием «Север–юг», способствующий соединению европейских государств с Российской Федерацией. Этот коридор будет пролегать либо через Азербайджан и Иран, либо через Казахстан и Туркменистан, а в дальнейшем и в Индию. Более значимой является железная дорога, которая проходит через Туркмению, Узбекистан и Казахстан в Россию по восточному берегу Каспийского моря. Напрямую также соединены Туркмения, Узбекистан, Кыргызстан и Республика Казахстан, которая имеет выход к Китаю. Исходя из этого, железнодорожные сети государств Каспия являются основным звеном возможностей поставок товаров из Азиатского региона в Европу и наоборот [7].

Также, нужно отметить, что Китай ведет особую Стратегию экономического развития под названием «Один пояс – один путь», в которой Прикаспийский регион имеет особое международное экономическое и логистическое значение. В рамках данного проекта будут сформированы международные коридоры экономического сотрудничества и один из них будет проходить через Каспий (рис. 1). Данная инициатива получает активную поддержку от КНР, Российской Федерации и других стран, которых насчитывается более 60 [2]. Предполагается, что инициатива поспособствует развитию государств-участников как стран-транзитеров и потребителей импортируемой продукции, так и производителей, так как речь идет о развитии ключевых объектов инфраструктуры, формировании особых экономических зон (ОЭЗ) и о других мерах, которые направлены на стимулирование экономического развития.

2. Страны Каспия обладают значительными запасами углеводородов и ведут их активную добычу. Так, подтвержденные запасы нефти стран Прикаспийского региона составляют более 300 млрд. барр., что составляет почти пятую часть мировых запасов данного углеводорода. Подтвержденные же запасы газа государств Каспия составляют не менее 90 трлн. куб. м., что составляет более 46% от мировых запасов (табл. 1). На шельфе Каспийского моря и прибрежных территориях государств Каспия находится более 4% мировых запасов природного газа и порядка 3% мировых запасов нефти (табл. 2).

Рисунок 1. Международные коридоры согласно стратегии «Один пояс – один путь»

Источник: [6].

Таблица 1.

Запасы углеводородов в государствах Прикаспийского региона

	Нефть, млрд барр.	Природный газ, трлн. куб. м
Россия	106,2	35,0
Казахстан	30,0	1,2
Туркменистан	0,6	19,5
Иран	157,2	33,2
Азербайджан	7,0	1,3
Всего	301	90,2

Источник: [8].

Вместе с тем, у всех государств Каспийского региона, кроме России, основная часть запасов углеводородов, более пятой части от запасов страны, расположена в акватории Каспия.

Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), объемы подтвержденных запасов углеводородов в Прикаспии достигают более 47 млрд. барр. нефти и около 8 трлн. куб. м. природного газа (табл. 2).

3. Вместе с тем, необходимо отметить, что на современном этапе экономического развития, способность страны к конкуренции на мировых рынках и её конкурентные преимущества определяются не благодаря макроэкономическим факторам, таким как курсы валют, ставка рефинансирования и т.п., а благодаря микроэкономическим факторам, таким как производительность, перспективность ведения бизнеса и тп., выделяя в данном случае отдельные сегменты рынка, его отрасли, а также регионы стран.

Таблица 2.

Запасы углеводородов на шельфе и прибрежных территориях государств

	Нефть, млрд. барр.	Природный газ, трлн. куб. м
Россия	6,1	3,08
На шельфе	1,6	0,39
Прибрежные	4,5	2,69
Казахстан	31,2	2,94
На шельфе	15,7	1,02
Прибрежные	15,5	1,92
Туркменистан	1,9	0,54
На шельфе	1,1	0,26
Прибрежные	0,8	0,28
Иран	-	-
На шельфе	-	-
Прибрежные	-	-
Азербайджан	8,5	1,44
На шельфе	6,8	1,30
Прибрежные	1,7	0,14
Всего	47,7	8,01
На шельфе	25,2	2,97
Прибрежные	22,5	5,04

Источник: [9].

Многие из форм сотрудничества в энергетике возможно применить к Прикаспийскому региону. Однако в рамках нашей статьи наиболее подходящей формой являются кластеры.

Кластерный подход наиболее актуален для конкурентного развития региона за счет:

- взгляда на комплексное развитие экономики региона;
- ведения активных переговоров между органами власти, предпринимателями, крупными и малыми предприятиями для определения общих целей и совместной выработки стратегии по их достижению;
- снятие «конфликта» между производительностью и занятостью, а именно выработка эффективной социальной политики.

Анализ мировой химической и нефтехимической отрасли показывает, что основные центры химического, а также нефтехимического производства находятся в странах, регионах, то есть в определенных кластерах. Очевидно, что данное распределение по странам и регионам не является случайным, так как для создания и развития любого кластера необходимы благоприятные условия.

Наиболее известными и крупными являются следующие химические и нефтехимические кластеры:

- 1) Huston, Texas (США);
- 2) Port of Antwerp (Бельгия);
- 3) Jurong Island (Сингапур);

- 4) Daesan OH Complex/Chungnam Province (Корея);
- 6) Rotterdam (Нидерланды);
- 7) Joffre/Prentiss (Канада).

Особый интерес для Прикаспийского региона представляет изучение деятельности **химического и нефтехимического кластера в Антверпене**, т.к. данный кластер является международным и объединяет несколько государств Европы.

Данный кластер также именуют «Хьюстоном на Щелдце». Данное название дано на основании того, что Порт является крупнейшим нефтехимическим центром в Европе и вторым по величине мировым кластером после Хьюстонского нефтехимического кластера.

Полная и завершенная инфраструктура вдоль реки Щелдц активно влияет на интеграцию и взаимодействие соседствующих организаций. Большое количество организаций стремится иметь производственные мощности в данном регионе из-за преимуществ кластера.

Очевидно, диверсификация продуктов производства кластера на продуктах основной химии не заканчивается. Так, химическая промышленность Бельгии охватывает все виды нефтепродуктов⁶⁶. Высокий уровень диверсифицированности продуктов обусловлен тем, что организации специализированы на определенном ряде продуктов, так как между предприятиями существует достаточно прочный обмен продуктами – конечный продукт одной компании (даже побочный) является сырьем для другой.

В начале 2018 года Правительством РФ уже рассматривалась возможность реализации Каспийского транспортно-логистического кластера, однако выполнение проекта в полной мере еще не началась [3]. Можно предположить, что по результатам подписания Конвенции о правовом статусе Каспийского моря будет лучше расширить этот проект до уровня газоперерабатывающего и газохимического кластера. Главное условие для создания такого кластера наличие необходимой ресурсной базы. Сочетание конкуренции и кооперации в этом кластере и является основной его особенностью. Подобное сочетание доступно посредством объединения компаний в одной сфере и введение таким образом конкуренции в другой. В рамках данного кластера организации могут обмениваться технологиями, опытом в управлении, совместно использовать общую инфраструктуру. Для Прикаспийских стран более актуальными являются вышеуказанные черты кластера. Это объясняется тем, что именно эти черты дадут возможность странам Каспия реализовать их преимущества на мировых рынках.

4. Газохимия и газопереработка это две достаточно молодые и высокотехнологические отрасли промышленности. Природный газ имеет огромный потенциал не только как топливо, но и как ценное химическое сырье [1]. Посредством современных технологий первичной переработки газа в Каспийском кластере появится возможность добывать такие вещества, как: метан, этан, азот и гелий, а также широкую фракцию углеводородов (ШФЛУ), серу и другие вещества, выделяющиеся в комплексном составе добываемого газа. Точный состав газа напрямую зависит от его месторождения.

Таким образом, сотрудничество Прикаспийских государств по созданию нефтегазохимического кластера будет играть положительную роль в развитии данных стран. В рамках нефтегазохимического кластера организации данных стран получают возможность обмена технологиями, опытом, а также использования совместной инфраструктуры. Кроме того, обладая значительными объемами природных ресурсов, активным развитием логистики вокруг Каспия, а также стремлением стран к реализации совместных проектов с учетом подписанной Конвенцией, нефтегазохимический кластер стран Каспия сможет стать крупнейшим нефтегазохимическим кластером региона и позволит Прикаспийским государствам заполучить конкурентные преимущества на мировых рынках.

⁶⁶ Еще с прошлого века известно, что Бельгия является одной из стран во всем мире, степень специализации в химии которой очень высока.

Список используемой литературы

1. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.
2. Международный форум «Один пояс, один путь» // Пресс-служба Президента РФ. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/54491>
3. План мероприятий первого этапа реализации проекта Каспийского кластера / Министерство РФ по делам Северного Кавказа. URL: <http://www.minkavkaz.gov.ru/press-center/news/5810/>
4. Сеферов А.К. Перспективы энергетического сотрудничества Прикаспийских государств в контексте развития мировой энергетики: автореферат дис. ... кандидата экономических наук: 08.00.14 / Сеферов Аким Керимович; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. – Москва, 2018. – 26 с.
5. Смирнова В.А. Развитие бизнес-процессов в химической и нефтехимической промышленности на основе кластерных форм организации производства : автореферат дис. ... кандидата экономических наук: 08.00.05 / Смирнова Вера Алексеевна; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. – Москва, 2011. – 27 с.
6. Стратегия экономического развития «Один пояс – один путь» // РИА Новости. URL: <https://ria.ru/infografika/20170513/1494173299.html?inj=1>
7. Телегина Е.А., Халова Г.О. Энергетическая безопасность и энергетическая интеграция в Центральной Азии // Энергетическая политика. – 2017 – № 1. – С. 38-46.
8. BP Statistical Review of World Energy 2018
9. U.S. Energy Information Administration // Caspian Sea Region, p. 9.

Абакумова М.М.
Проблемы и перспективы развития ВИЭ в ЕАЭС.

Энергетические ресурсы существуют в различных формах-одни существуют как запасы и исчерпываются, другие существуют как потоки и неисчерпаемы. Последствия изменения климата и воздействие, которое выбросы парниковых газов оказывают на атмосферу, приводят к переоценке того, откуда поступает наша энергия и, что более важно, насколько она устойчива.

Возобновляемые ресурсы относятся к источнику неограниченной природной энергии, который не сталкивается с угрозой истощения от чрезмерного использования. Природные стихии, такие как ветер, море и солнце являются источниками возобновляемой энергии. Сегодня мир сталкивается с крупным энергетическим кризисом. Количество ископаемого топлива опасно снизилось из-за массового и произвольного использования, что означает, что все больше и больше людей вынуждены двигаться к более устойчивому источнику энергии. По сути, устойчивое развитие лучше всего отражает то важное положение, которое занимают возобновляемые источники энергии в современном мире. На рисунке 1 представлено процентное потребление энергии в мире в сопоставлении разных видов источников энергии между собой.

Рисунок 1. Глобальное потребление энергии

Источник: составлен автором с использованием статистических данных с сайта

<https://www.irena.org/>

Исходя из представленных данных на графике видно, что на долю возобновляемой энергетики приходится 19% всего мирового потребления энергии. На рисунке 2 представлена разбивка по видам энергии:

Рисунок 2. Глобальное потребление энергии

Источник: составлен автором с использованием статистических данных с сайта

<https://www.irena.org/>

Возобновляемые источники включают широкий спектр источников энергии и технологий их преобразования в полезные для человека виды (электричество, тепло, холод, печные и моторные топлива и т.п.). В мире принято выделять следующие виды возобновляемых источников энергии: солнечная энергия, энергия ветра, гидроэлектрическая (вода) сила, геотермальная энергия, энергия биомассы, биотопливо, водородная энергетика, энергия океана (рис. 3).

Рисунок 3– Схема возобновляемых источников энергии.

Источник: <http://900igr.net/prezentacija/informatika/personalnaja-energobezопасnost-235421/vozobnovljaemye-istochniki-energii-6.html>

1. **Солнечная энергия:** Энергия, полученная от солнца, и была самой популярной формой альтернативной энергии на протяжении многих веков. Электричество может вырабатываться с помощью солнечной энергии, с использованием фотоэлектрических технологий или тепловых двигателей. Большинство этих технологий способны улавливать солнечный свет и преобразовывать его в электричество, которое можно хранить в батареях до тех пор, пока это не потребуется.

2. Энергия ветра: энергия ветра была обуздана за последние несколько десятилетий с помощью ветровых турбин. Они похожи на ветряные мельницы в строительстве и работают так же, как обычные турбины. Когда скорость ветра достаточно высока для того чтобы двинуть турбины, электричество может быть произведено движением. Потенциал таких ветроэлектростанций в сочетании с другими возобновляемыми источниками энергии достаточно высок в ближайшем будущем.

3. Гидро электрическая (вода) сила: другой путь в котором Солнце может обеспечить нас с чистой энергией через воду. Будь то течения в океане или приливы в море, все это происходит из-за солнца. На данный момент существует несколько способов улавливания гидроэлектрической энергии (электричества на водной основе).

4. Геотермальная энергия: в земле хранится огромное количество энергии, которая не является ископаемым топливом. Это термальные источники, которые выпускают перегретый пар и кипящую воду. Такие вентиляционные отверстия могут быть адаптированы для выработки электроэнергии, обеспечивая нас более возобновляемыми источниками энергии.

5. Энергия биомассы: более рудиментарная форма чистой энергии биомасса. Это использовалось по-разному людьми в течение тысяч лет. Биомасса-это не что иное, как растения и их остатки, оба из которых являются возобновляемыми источниками энергии.

6. Биотопливо: Оно отличается от биомассы как возобновляемых источников энергии, поскольку являются синтетическими по своей природе и не используются для непосредственного производства электроэнергии. Этанол является основной формой биотоплива, которая создается путем ферментации сахара.

7. Водородная энергетика: водород обладает огромной энергией и может быть использован для питания домов и предприятий. Водород доступен с водой и является наиболее распространенным элементом, доступным на земле. Вода содержит две трети водорода, но в природе встречается в сочетании с другими элементами. Как только она отделена, ее можно использовать как топливо или смогла быть использована для производить электричество.

8. Энергия океана: почти 70% Земли покрыто водой. Из-за огромных размеров океанов эта форма энергии имеет гораздо лучший потенциал для производства энергии, чем любой другой источник энергии. Приливная энергия преобразует кинетическую энергию в электрическую.

Преимуществами ВИЭ являются:

1. Экологичность.

Возможно, одним из самых больших преимуществ возобновляемых источников энергии является то, что они являются чистыми; они не производят никаких парниковых газов, которые очень вредны для окружающей среды. Глобальное потепление стало очень реальной угрозой миру прямо сейчас, с повышением температуры во всем мире и серьезной угрозой климату и экосистемам. Выбор возобновляемых источников энергии является лучшим способом решения этой проблемы.

Невозобновляемые источники энергии производят парниковые газы, которые способствуют глобальному потеплению и изменению климата. Это пагубно сказывается на здоровье населения, и экосистемы во всем мире подвергаются негативному воздействию из-за массовых изменений, которые происходят ежедневно. С другой стороны, возобновляемые источники энергии практически не представляют такой угрозы для здоровья людей и животных. Для освоения таких источников требуется очень мало воды, что делает невозобновляемые источники энергии наименьшим источником загрязнения воды. Используя возобновляемые источники энергии, мы можем значительно сократить число

смертей, которые происходят каждый день от болезней сердца и рака, болезней, которые были безвозвратно связаны с ростом уровня загрязнения.

2. Неисчерпаемый источник.

Солнце является источником возобновляемой энергии, что делает его неисчерпаемым ресурсом. Мы сможем получить ресурс для создания чистой энергии, пока есть солнце, что имеет смысл. То же самое относится ко всем другим видам возобновляемой энергии, таким как геотермальная энергия, приливная энергия, гидравлическая энергия, биодизельное топливо и так далее. Эти энергетические ресурсы, естественно, доступны всем постоянно, являясь частью земного механизма, в отличие от ископаемых видов топлива, которые являются конечным ресурсом

3. Надежность системы в целом.

Возобновляемые источники энергии требуют распределенных и модульных систем, что делает их менее восприимчивыми к крупномасштабным сбоям.

Сегодня около 100 стран разрабатывают и внедряют особые государственные программы освоения и развития ВИЭ. На государственном уровне утверждаются показатели их развития на среднесрочную и долгосрочную перспективу. Большинство стран ставят своей целью добиться вклада ВИЭ в энергобаланс страны на уровне не менее 15-20% к 2030 году (на рисунке 4 представлена статистика производства электроэнергии посредством разных источников). Приоритетное развитие ВИЭ с темпами роста в десятки процентов в год осуществляется при мощной государственной законодательной, финансовой и политической поддержке.

Рисунок 4 – Мировое производство энергии

Источник: составлен автором с использованием статистических данных с сайта

<https://www.irena.org/>

Государства-члены ЕАЭС также следуют общепринятой тенденции и укрепляют сотрудничество по развитию возобновляемых источников энергии. Этот вопрос на сегодняшний момент является одним из векторов сотрудничества государств – членов ЕАЭС. Евразийская экономическая комиссия уделила особое внимание Астанинской инициативе и партнерской программе "Зеленый мост", ориентированной на переход к зеленой экономике на огромной территории и в различных регионах Европы, Азии и Тихого океана. Участниками программы сегодня являются следующие государства-члены ЕАЭС: Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Россия.

Необходимо отметить важность содействия интеграции государств и взаимодействия интеграционных объединений для выработки общих решений по переходу к "зеленой" экономике, передаче знаний, инноваций и технологий. В условиях ухудшения глобальной окружающей среды, изменения климата и сокращения топливно-энергетических ресурсов вопросы "зеленого" роста, развития возобновляемых источников энергии и экологической безопасности приобретают особую актуальность, а интеграция энергетических рынков и последовательная энергетическая политика государств способствуют продвижению и развитию механизмов поддержки возобновляемых источников энергии.

Основным документом ЕАЭС, устанавливающим порядок его создания и функционирования, является «Договор о Евразийском Экономическом Союзе» от 29 мая 2014 г. В Разделе XX «Энергетика» указанного документа зафиксированы такие положения, как:

1. развитие долгосрочного взаимовыгодного сотрудничества,
2. проведение скоординированной энергетической политики,
3. поэтапное формирование общих рынков энергетических ресурсов.

Другие идеи, определяющие смысл энергетической политики ЕАЭС, порядок трансформации и развития энергетического хозяйства и естественных монополий, относящихся к нему, изложены в документах ЕАЭС.

Целями формирования общих рынков энергоносителей являются:

1. обеспечение устойчивого развития национальных экономик,
2. повышение экономической эффективности и надежности отраслей ТЭК по всей производственной цепочке, на всех технологических «этажах»,
3. углубление экономической интеграции государств-членов ЕАЭС,
4. повышение конкурентоспособности.

Разработка целей и задач ЕАЭС в сфере энергетики и других секторах экономики осуществляется с учетом национальных интересов, т.е. целей и задач, зафиксированных в документах национального планирования (которые государства-члены Союза ставят перед собой и регламентируют в программах развития).

В энергетике государства нацелены на развитие традиционных секторов энергетики, ВИЭ и сферы энергосбережения в интересах внутренних потребителей (повышение надежности энергообеспечения, оптимизацию цен).

Географическим фактором определяется наличие в ЕАЭС масштабного технического потенциала ВИЭ, который в настоящее время уточняется.

По итогам рассмотрения документов наднационального и национального планирования, нами были выделены основные направления развития энергетики и наиболее важные проекты, реализация которых будет полезна для всех государств-участников Союза.

В Российской Федерации:

Россия является одним из крупнейших мировых производителей энергии, большую часть которой она получает из нефти, природного газа и угля. Ориентация страны на те ресурсы для производства и экспорта, которые составляют 80% доходов от внешней торговли, означает, что она уделяет мало внимания возобновляемым источникам энергии. Страна является шестым по величине производителем возобновляемой энергии в мире. Основная часть генерирующих мощностей Российской Федерации приходится на гидроэлектроэнергию (16 %), на втором месте идет геотермальная мощность, далее – ветровая энергия и незначительные объемы-на другие виды возобновляемых источников энергии (около 1 %). Около 70 % электроэнергии в России вырабатывается за счет тепловой энергии и почти пятая часть - за счет атомной.

Основными направлениям развития энергетики в других государствах ЕАЭС являются:

В Республике Армения⁶⁷:

- развитие сектора ВИЭ (в первую очередь – малых ГЭС, солнечных и ветровых станций), сферы энергоэффективности;
- «Продление периода эксплуатации Мецаморской АЭС», в долгосрочной перспективе - строительство нового атомного энергоблока;
- «Строительство Мегринской ГЭС» (первый этап работ начат в 2012 г.), а также электростанций вблизи г. Лори-Берд и г. Шнох;

⁶⁷ <https://burneft.ru/archive/issues/2017-05/8>

- «Строительство ЛЭП Армения-Грузия», «Строительство ЛЭП Армения-Иран»;
- «Расширение мощности ГТС Иран-Армения».

Ввиду ограниченности собственных ресурсов более 70% всех импортируемых энергоресурсов Армении составляют нефть и природный газ. В роли основного поставщика природного газа выступает Российская Федерация, также газ поступает со иранской стороны в рамках соглашения, а результате которого Армения является экспортером электрической энергии в Иран.

На сегодняшний день в энергетической политике Армении особое внимание обращается развитию местных источников энергии, в основном, возобновляемых источников энергии.

В Республике Беларусь:

- модернизация и развитие сектора генерации (строительство атомной электростанции «БелАЭС» и др.), расширение энергетических коридоров в направлении стран Восточной Европы, Балтии и Скандинавии⁶⁸;
- развитие сети магистральных газопроводов, газоперерабатывающих мощностей, систем подземного хранения газа и его дальнейшего распределения;
- развитие в сфере энергосберегающих и энергоэффективных технологий, а также ВИЭ;
- комплексное развитие транспортно-энергетической инфраструктуры, необходимой для функционирования автомобильных транспортных средств на электрической тяге;
- развитие сектора тепловой генерации (перечень конкретных проектов установлен государством);
- повышение мощностей линий электропередач (Польша, Украина).

В Республики Казахстан планируются следующие мероприятия:

- развитие и имплементация мероприятий в области атомной энергии, повышении энергоэффективности и «зеленой» энергетики;
- апробация новых технологий при производстве жидких видов топлива из угля;
- строительство высоковольтной линии постоянного тока, расположенной в автономном районе Китая (СУАР);
- унификация и упорядочивание процессов в области энергетики Казахстана, Китая, стран Центральной Азии;
- строительство магистральных газопроводов, как на территории страны, так и за ее пределами;
- строительство нефтепроводов, которые позволят увеличить количество поставляемой нефти на территорию Персидского залива;
- повышение мощностей ТЭС;
- запуск проектов заводов по производству полиэтилена и бутадиена.

В Киргизской Республике точкой «сборки» энергетического хозяйства является гидроэнергетика, значение которой велико не только для промышленного производства и сельского хозяйства, но и социальной сферы. С технической точки зрения в отрасли скрыты значительные возможности для развития ввиду того обстоятельства, что потенциал энергии стока средних и малых рек и водоемов освоен слабо. К числу основных направлений развития и проектов национального масштаба можно отнести следующие:

- развитие добывающей промышленности, в первую очередь – угольной;
- развитие сферы энергосбережения, возобновляемых источников энергии;
- участие в международных проектах, например, в «CASA-1000»;
- развитие атомной энергетики на перспективу;
- реализация ряда проектов по строительству гидроэлектростанций.

⁶⁸ <http://matveev-igor.ru/articles/390331>

Энергетическая политика ЕАЭС осуществляется в рамках общесоюзных планов. Участники Союза договорились о создании общих рынков электроэнергии (до 2019 г.), газа, нефти и нефтепродуктов (до 2025 г.), об оптимизации деятельности естественных монополий, отвечающих за производство, транспортировку и распределение энергоресурсов. Главная цель – укрепление экономического «фундамента» для развития национальных хозяйств в рыночных условиях. Основным принцип – экономическая целесообразность.

Формирование общих рынков энергоносителей осуществляется на принципах первоочередного обеспечения внутренних потребителей на преимущественно рыночных условиях, добросовестной конкуренции и равноправия, открытости и прозрачности информации. Базовые цели - обеспечение устойчивого развития, повышение экономической эффективности и надежности отраслей ТЭК, рост конкурентоспособности товаров и услуг, дальнейшая экономическая интеграция государств-членов ЕАЭС.

Страны- участницы Евразийского экономического союза львиную долю всех потребностей в энергоресурсах осуществляют за счет традиционных источников энергии. На сегодняшний момент во всех странах ЕАЭС так или иначе запущен процесс наращивания мощностей по производству ВИЭ. Данная тенденция охватывает решения ряда ключевых проблем:

- нехватка технологий;
- отсутствие доступа к энергоресурсам у рассредоточенных и удаленных территорий;
- попытки снижения зависимости от импортируемых энергоресурсов;
- обеспечение экономической безопасности;
- дефицит финансирования;
- отсутствие единообразного законодательства, регулирующего вопросы в части

ВИЭ.

Необходимо отметить тот факт, что взаимная работа и сотрудничество в рамках возобновляемых источников энергии находится на начальных этапах, несмотря на то, что уже в 2016 году активно обсуждались и внедрялись инициативы (гидроэнергетика, солнечная энергия и энергия ветра). Важно понимать, что потенциал и существующие условия пригодны и дают возможность реализовывать проекты в области возобновляемой энергетики.

Более того в повестках дня на постоянной основе поднимается вопрос о развитии и модернизации имеющейся атомной энергетики, о защите окружающей среды и стимулировании возобновляемой энергетики.

Ключевой проблемой, которая является камнем преткновения на пути ВИЭ и развития «зеленой энергетики» - отсутствие и нехватка единой нормативно-правовой базы. Волатильность и неустойчивость мирового рынка сегодня подталкивает государства на финансирование и развитие альтернативных источников энергии, в том числе для обеспечения энергетической безопасности, снижения уровня зависимости от импорта энергоресурсов.

Список используемой литературы

1. Алексеенко О. ЕАЭС как новый уровень региональной экономической интеграции на евразийском пространстве. Общая характеристика // Новая Евразия. – 2015. – №1. – С. 80–85.
2. Вершинин М.И. Гегечкори О.Н. Перспективы развития альтернативной энергетики в России // Вестник молодежной науки. – 2017.
3. Гаглоева Г.А. Перспективы сотрудничества ЕАЭС с третьими странами и объединениями // Международный научный журнал «Инновационная наука». – 2018. – №1. – С. 94–96.

4. Закревский В.А. Возобновляемая энергетика – «за» и «против» // Энергетическая стратегия. – 2017. – №1.
5. Кулбатыров Н., Тулепбекова А. Энергетический аспект Евразийской интеграции // ЕЭИ. – 2014. – №1. – С. 64–78.
6. Таказова М.Т. Международная экономическая интеграция и проблемы ее развития в России // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – №1. – С. 38–41.
7. Телегина Е.А., Халова Г.О., Студеникина Л.А. Энергетическая интеграция в ЕАЭС: особенности и перспективы // Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы. – 2016. – С. 72–78.
8. Халова Г.О., Йорданов С.Г., Полаева Г.Б. Тенденции развития возобновляемых источников энергии в мире // Инновации и инвестиции. – 2016. – №1. – С. 98–104.
9. Евразийский экономический союз (<http://www.eaeunion.org/>)
10. Международное агентство возобновляемой энергии (International Renewable Energy Agency) (<https://www.irena.org/>)
11. Research and interactive data visualizations to understand the world's largest problems (<https://ourworldindata.org/>)
12. <https://www.sciencedaily.com/>
13. The National Geographic Society (<https://www.nationalgeographic.org/>)

Ценность информации: совершенствование методов и систем управленческого учета на базе цифровых месторождений

На сегодняшний день практически все крупнейшие мировые и отечественные нефтегазовые компании работают в едином шаблоне или бюджетной модели, разработанной, как правило, на платформе SAP ERP, то есть процессы учета в этих компаниях практически полностью унифицированы.

Основная цель – создание и тиражирование бюджетной модели, методологии и систем для всех видов бизнеса по всей цепочке создания стоимости компании.

Основное преимущество – создание единого учетного и аналитического пространства как на уровне корпоративного центра, так и на уровне дочерних и зависимых компаний. Такой подход существенно повышает управляемость компаний и эффективность планирования их деятельности.

Особенно это важно, учитывая, что в крупных международных компаниях существуют разные бизнес-сегменты – разведка и добыча, переработка и сбыт, корпоративный центр и прочие виды деятельности, а также разные бизнес-сектора – внутренний рынок и зарубежная деятельность.

В совокупности это позволяет всем звеньям компании работать в единой универсальной отчетной системе, то есть по одним и тем же стандартам, правилам формируется бухгалтерская и управленческая отчетность, считаются ключевые показатели деятельности, формируются налоговые и прочие отчеты.

В российских же платформах встроенный функционал по контролю процессов и предоставлению доступов к информации гораздо более скромный и отсутствует очень важный элемент – возможность управления изменениями на программном, аппаратном уровне, в отличие от SAP ERP и прочих подобных платформ.

Важным элементом эффективной деятельности компании, позволяющим оперативно принимать управленческие решения, является своевременно подготовленная и качественно обработанная информация, основными потребителями которой являются не столько налоговые органы или акционеры, сколько менеджеры среднего звена (начальники управлений и департаментов), руководители бизнес-сегментов (вице-президенты), а также топ-менеджмент компании (правление, совет директоров).

Однако в данном докладе рассматривается другой срез проблем, возникающих в компаниях с уже используемой платформой SAP ERP и налаженными в рамках данной платформы бизнес-процессами, а именно – необходимость и важность оперативного пересчета утвержденных бюджетов в связи с изменениями рыночной конъюнктуры (цен на сырье, индексации, инфляции, курсов валют), производственных программ (объемов добычи), а также фискальных нагрузок и отдельных налоговых льгот.

Для того чтобы корректно сопоставить практику бюджетных процессов в российских и зарубежных компаниях необходимо выбрать компании и критерии для сравнительного анализа, которые представлены на рис. 1 и в таблице 1 соответственно.

Рисунок 1. Выбор компаний для сравнительного анализа

Источник: Разработано автором

Таблица 1.

Выбор критериев для сравнительного анализа

ХАРАКТЕРИСТИКИ	КРИТЕРИИ
Зарубежные компании нефтегазовой отрасли сопоставимые по структуре с российскими компаниями.	Уровень детализации данных Бюджетной Модели (далее – БМ): статей доходов и затрат;
Компании, владеющие активами в разных странах мира; и	Анализ возможности проведения сценарного моделирования на данных БМ и подходов к сценарному моделированию в компаниях нефтегазовой отрасли; и
Компании, которые подвержены аналогичному набору рисков со стороны цен на нефть, колебаний курсов валют, регионального налогового регулирования.	Длительность бюджетного цикла

Источник: Разработано автором

Общие сроки и календарь бюджетного процесса в российских компаниях в целом соответствуют мировым практикам, сложившимся в компаниях нефтегазового сектора. В то же время существуют возможности по его дальнейшему совершенствованию, включая снижение детализации выручки и себестоимости, точности и сокращение сроков.

В крупных международных компаниях бюджетная кампания носит довольно длительный и комплексный характер: верстается бюджет на следующий год, параллельно готовится среднесрочный план, как правило, на три года, а в отдельных случаях в рамках отраслевой программы развития готовится стратегический план на 5-10 лет.

В рамках этих процессов до всех дочерних и зависимых компаний по всем бизнес-сегментам и бизнес-секторам доводятся сценарные условия на базе макроэкономического анализа и прогноза рыночной конъюнктуры.

После утверждения всех производственных программ, бюджетов и планов, эти данные вносятся в бюджетной модели в рамках SAP ERP на уровне дочерних и зависимых компаний (организационный уровень 1 – ОУ1), и дальше отправляются в систему на уровень корпоративного центра (организационный уровень 2 – ОУ2), после чего вся информация вновь анализируется и сверяется, направляется на уровень консолидации по Группе (организационный уровень 3 – ОУ3).

Количество уровней планирования, т.е. уровней ввода, изменения и консолидации бюджетов в компаниях варьируется в зависимости от организационной структуры и напрямую влияет на длительность бюджетного цикла.

На рис. 2 представлен срок бюджетирования, приведенный с момента, когда подготовлены основные целевые ориентиры планирования и производственные планы.

Рисунок 2. Примеры продолжительности бюджетного процесса

Источник: Разработано автором

После утверждения годового бюджета, составляемого в поквартальной разбивке, возникает необходимость актуализации данных в рамках подготовки текущих планов по кварталам в связи с новыми макроэкономическими параметрами, а также оперативных квартальных фактов (ожидаемые показатели по кварталу).

Это достаточно большой объем информации, но получить нужные показатели, тем более оперативно, руководители не могут из-за необходимости: 1) направления соответствующих запросов на пересчет на уровень дочерних и зависимых компаний, 2) затрачиваемого времени специалистами этих обществ на подготовку запрашиваемой информации, как правило, в ручном режиме (самый распространенный инструмент – MS Excel), а также 3) необходимостью проверки полученной информации специалистами на уровне корпоративного центра.

Данная проблема является актуальной для большинства зарубежных и российских нефтегазовых компаний, и каждая компания прорабатывает свои собственные варианты решения данной проблемы как собственными силами, так и с привлечением консалтинговых компаний из числа мировых лидеров.

На сегодняшний день имеется два варианта решения данной проблемы, преимущества и недостатки которых мы подробно рассмотрим далее:

I. Внедрение на корпоративном уровне в рамках используемой ИТ-платформы инструмента сценарного моделирования и хранилища данных;

II. Внедрение на уровне дочерних и зависимых компаний бюджетной модели на основе драйверов.

I. Сценарное моделирование и хранилище данных

Инструмент сценарного моделирования позволяет оперативно пересчитывать основные бюджетные показатели с учетом изменившихся внешних рыночных факторов, а также натуральных данных операционной деятельности.

Детализация данных, используемых при сценарном моделировании, напрямую зависит от требуемой скорости обновления показателей и точности их расчета.

Набор изменяемых параметров для целей сценарного моделирования, в общем, соответствует по всем компаниям. В отдельных частных случаях используются либо всего 1 параметр, либо наоборот изменяются все возможные факторы влияния.

За исключением частных случаев, обусловленных используемой моделью управления или общим подходом к бюджетированию, инструмент сценарного моделирования использует более агрегированные данные по сравнению с основной бюджетной моделью.

Также основная часть компаний, применяющих сценарное моделирование, использует средний или высокий уровень допущений. Это связано в основном с отсутствием доступа к детальным операционным данным на корпоративном уровне.

Наиболее эффективные системы бюджетирования содержат уровень детализации данных, необходимый для принятия управленческих решений и анализа отклонений, и обеспечивают его на всех уровнях планирования.

Такой инструмент крайне эффективен в рамках пересчетов текущих квартальных планов и при подготовке оперативных квартальных фактов, но для его реализации нужно учесть ряд факторов:

- Корпоративный центр получает данные от дочерних и зависимых компаний (ОУ1) бюджеты и планы, как это происходит в рамках стандартных процессов в ERP;

- На корпоративном уровне создается сценарная модель (необязательно с детализацией, предусмотренной в рамках стандартной бюджетной модели), которая позволяет на основе полученных данных с ОУ2 моделировать сценарии с учетом изменения: цен, объемов, валютных курсов, индексации и, возможно, отдельных налоговых льгот по соответствующим дочерним и зависимым компаниям. На первом

этапе этот инструмент можно применить на крупных Активах как на внутреннем рынке, так и за рубежом;

▪ Вместе с тем, должен быть реализован отдельный сводный механизм на корпоративном уровне, который будет консолидировать необходимую информацию по поступившим данным и связанный со сценарной моделью формульными связями (предлагается создать отдельное хранилище данных, имеющее детальные операционные данные).

Многие из проанализированных компаний уже используют или планируют к внедрению инструмент сценарного моделирования. На рис. 3 представлены примеры [1].

Рисунок 3. Сценарное моделирование

Источник: Разработано автором по данным Ernst & Young Проект по совершенствованию системы управленческого учета в рамках бюджетного процесса ПАО «ЛУКОЙЛ», 2017.

Хранилище данных, дающих возможность пересчитывать показатели бюджета по бюджетным единицам в разрезе активов/месторождений на уровне корпоративного центра (в т.ч. налогов, лицензионных платежей и доходов от долевого участия), может использоваться как промежуточное звено между источником исходных детальных данных и бюджетной моделью.

При этом вся операционная детализация данных остается на уровне хранилища и не поступает в бюджетную модель. Это позволяет оптимизировать бюджетную модель с точки зрения выполнения ее основной функции, упростить и потенциально повысить скорость расчетов.

Многие компании пока не имеют подобных инструментов, однако это является ведущей практикой и несколько компаний уже начали проекты по их внедрению.

Рисунок 4. Хранилище данных

Источник: Разработано автором по данным Ernst & Young Проект по совершенствованию системы управленческого учета в рамках бюджетного процесса ПАО «ЛУКОЙЛ», 2017.

Таким образом, с одной стороны, сценарная модель будет втягивать в себя те статьи из хранилища данных, которые будут актуальны для глобального моделирования на корпоративном уровне и по отдельным дочерним и зависимым компаниям; однако нужно учесть, что при таком техническом решении в SAP ERP возникает существенный недостаток – двойной объем информации: стандартный свод по бюджетным моделям и хранилище данных, что скажется на скорости обработки данных на уровне корпоративного центра. Можно ли не внедрять хранилище данных и делать формульные связи напрямую со свода на сценарную модель – это актуальный технический вопрос.

II. Бюджетная модель на основе драйверов

Бюджетная модель, построенная на системе драйверов, представляет собой модель, содержащую внутри себя зависимости между натуральными и стоимостными плановыми показателями, и позволяет при изменении одного из факторов влияния (например, объемов продаж) пересчитать все показатели внутри модели на уровне дочерних и зависимых компаний.

По сути, сами дочерние и зависимые компании с помощью такой модели имеют возможность на своем организационном уровне проводить моделирование в зависимости от

поступивших новых макроэкономических параметров или иных директив от корпоративного центра. Такой инструмент требует меньше времени и трудозатрат на подготовку запрашиваемой информации.

Однако, с другой стороны, появляется существенный недостаток, выражающийся в техническом усложнении бюджетной модели и, как следствие, увеличение времени загрузки данных на уровень корпоративного центра, а также консолидации на уровне Группы.

На рис. 5 представлены примеры организации бюджетного процесса в разных зарубежных и отечественных нефтегазовых компаниях [1].

Рисунок 5. Примеры организации бюджетного процесса

Источник: Разработано автором по данным Ernst & Young Проект по совершенствованию системы управленческого учета в рамках бюджетного процесса ПАО «ЛУКОЙЛ», 2017.

В основном компании используют данные по организациям в бюджетной модели. В отдельных случаях данные детализируются до Актива/Месторождения.

Некоторые компании (Вариант № 4) имеют полностью интегрированную бюджетную модель, что позволяет им проводить сценарное моделирование на любом уровне, а также демонстрировать кратчайшие сроки подготовки годового плана.

Несмотря на то, что бюджетная модель некоторых компаний полностью основана на драйверах, что значительно упрощает и ускоряет пересчет данных и формирование бюджета, внедрение такой функциональности обычно требует значительных денежных затрат и времени.

Рекомендации по развитию сценарного моделирования и бюджетной модели на основе драйверов

- Использование для сценарного моделирования отдельных инструментов;
- Использование агрегации данных в рамках сценарного моделирования там, где это возможно без ущерба для точности прогнозирования;
- Проработка баланса детализации сценарной модели, ее быстродействия и точности прогнозов;
- Проработка возможности вынесения детальных операционных данных на уровень отдельного хранилища, содержащего информацию, необходимую для пересчета показателей бюджета по организациям в разрезе активов/месторождений на уровне корпоративного центра (например, налогов, лицензионных платежей и доходов от долевого участия). В нем могут также храниться данные, которые будут использоваться смежными процессами (например, налоговым планированием);
- Рассмотреть возможность перехода к бюджетной модели, построенной на системе драйверов.

III. Цифровые месторождения

В настоящий момент используются различные варианты названий для определения схожих процессов в крупнейших транснациональных нефтегазовых корпорациях [2].

Таблица 2.

Существующая терминология

Английское название	Русский аналог	Применяется в компаниях
Integrated Operations (IO)	Интегрированные Операции	Statoil, Baker Hughes, Eni, SPE, CERA,
Operations Excellence (OE)	Совершенствование Операций	ConocoPhillips
Smart Operations	Умные Операции	Petoro
Smart Field	Умное Месторождение	Shell
Field Monitoring	Контроль за Месторождением	Total
Digital Oilfield (DOF)	Цифровое Месторождение	Marathon, Baker Hughes, Petrobras, SPE
Digital Oilfield of the Future (DOFF)	Цифровое Месторождение Будущего	CERA
Field of the Future	Месторождение Будущего	BP
iField (Integrated Field)	Интегрированное Месторождение	Chevron, Saudi Aramco, Accenture
Intelligent Oilfield (IOF)	Интеллектуальное Месторождение	Invensys, Emerson
Digital Energy	Цифровая Энергия	Schlumberger

Источник: Разработано автором по данным Проект «Цифровое месторождение» ПАО «Газпром нефть», 2017.

Технологические компоненты

- Средства совместной работы и принятия решений;

- Анализ и визуализация данных;
- Обновляемые модели;
- Автоматические данные в реальном времени.

Организационные компоненты

- Культура сотрудничества;
- Изменение подходов к работе;
- Опыт, знания, обучение;
- Организационные изменения;
- Стандартизация и упрощение;
- Оптимизация и автоматизация.

На рис. 6 представлены некоторые транснациональные нефтегазовые компании, имеющие опыт внедрения и использования «Больших Данных» и «Цифровых Месторождений». В каждой конкретной компании – это набор уникальных процессов, технологий и решений.

Рисунок 6. Цифровые Месторождения – больше 20 лет истории

Источник: Разработано автором по данным Проект «Цифровое месторождение» ПАО «Газпром нефть», 2017.

Существуют общие компоненты «Цифрового Месторождения», которые можно выделить для всех крупных международных и российских компаний:

Необходимо отметить, что в каждой компании и на каждом активе «Цифровое Месторождение» решает уникальные задачи. Например:

- в Shell основной фокус направлен на добычу и оптимальное воздействие на пласт.

- в Chevron основной фокус направлен на надежность и оптимальную работу оборудования и систем.
- в Газпромнефть основной акцент делается на повышение эффективности производственных процессов: УЭЦН, НКТ, механический подъем жидкости.
- в ЛУКОЙЛ главное внимание направлено на оперативное управление промыслом, учет углеводородов, управление недоборами, оптимизацию добычи, интегрированное планирование, интегрированное моделирование и модели ограничений.

На следующем этапе Цифрового Нефтяного месторождения, который называют Digital Oilfield 2.0, будут использованы методы «Интернета вещей» (IoT) и «Больших Данных и Аналитики» (BD&A).

Список используемой литературы

1. Ernst & Young Проект по совершенствованию системы управленческого учета в рамках бюджетного процесса ПАО «ЛУКОЙЛ». – 2017.
2. Орлов А.И. Теория принятия решений. Учебное пособие. - М.: Издательство "Март", 2004.
3. Проект «Интеллектуальное месторождение» ПАО «ЛУКОЙЛ». – 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.lukoil.ru> (дата обращения: 25.07.2018 г.).
4. Проект «Цифровое месторождение» ПАО «Газпром нефть». – 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SNp117.pdf> (дата обращения: 14.08.2018 г.).
5. Хаббибуллин А.Р., Лобков Ю.А., Диков В.И. Интеллектуальное месторождение компании «Лукойл» // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С.27-29.
6. Хасанов М.М., Прокофьев Д.О., Ушмаев О.С., Белозеров Б.В., Гильманов Р.Р., Маргарит А.С. Перспективные технологии Big Data в нефтяном инжиниринге: опыт компании «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С.76-79.

Восприятие энергетической безопасности и угроз энергетической зависимости от России в Европейском союзе

Существует обширная литература по различным аспектам энергетической безопасности, однако общепринятого определения этого явления не существует. Данная ситуация обусловлена как существованием широкой палитры мнений в научном сообществе, так и объективно различающимися условиями, в которых функционируют государства. Этот фактор объясняет сложность достижения полного взаимопонимания между различными участниками международных рынков энергоресурсов относительно обеспечения национальной и международной энергетической безопасности. Кроме того, он обуславливает необходимость уделения большего внимания восприятию указанного явления конкретными акторами при анализе и прогнозировании их действий.

Оценка восприятия энергетической безопасности в Европейском союзе, а также роли России в его изменении является сложной комплексной задачей. Для того чтобы приступить к ее решению, мы проведем теоретическую и эмпирическую операционализацию этого понятия. В данной статье восприятие энергетической безопасности в Европейском союзе в качестве теоретического операционального определения мы будем рассматривать через восприятие транснациональных политических институтов ЕС, а именно Европейской комиссии, Европейского парламента и Совета Европейского союза. Для анализа эмпирически регистрируемых показателей мы выбрали официальные документы институтов ЕС, а именно количество документов, в которых используется термин «энергетическая безопасность».

Для того чтобы рассмотреть статистические данные по упоминаемости этого термина в текстах официальных документов, воспользуемся EUR-Lex – официальным сайтом Европейского союза, обеспечивающим доступ к базе данных официальных документов. Мы сузим ее до раздела «законодательство ЕС» (all EU law), с целью исключить национальное законодательство и рассмотреть подробнее деятельность важнейших общеевропейских институтов: Европейской комиссии, Европейского парламента и Совета ЕС. Документы Европейского совета, фактически верховного института в ЕС, в базе данных не представлены. При сужении всей базы данных до раздела «законодательство ЕС» (all EU law) в нашу выборку попадают предварительные законодательные акты (preparatory acts), документы правоприменительной практики (EU case law), законодательные документы (legislation), консолидированные законы (consolidated acts), договоры (treaties), международные соглашения (international agreements) и некоторые другие. Отметим, что статистические данные представляют собой именно число документов, а не упоминаний термина, поэтому частота использования термина в одном документе не влияет на всю выборку.

На Рис. №1 представлен график, показывающий количество документов Европейской комиссии, Европейского парламента и Совета Европейского союза, в текстах которых встречается термин «энергетическая безопасность». В первую очередь заметно резкое увеличение упоминаний термина с 2006 г. Число документов Еврокомиссии в 2006 г. по сравнению с 2005 г. выросло более чем в три раза – с 9 до 29 единиц, число документов Европарламента и Совета ЕС увеличилось за тот же период времени с 0 до 12 и с 0 до 5 соответственно. Кроме того, обращает на себя внимание общий для всех трех институтов рост в 2009 г. и резкий рост числа документов Совета ЕС в 2016 г.

Для того чтобы быть уверенными в том, что мы рассматриваем именно проблематику энергетической безопасности, или иначе говоря, что наши измерения валидны, мы рассмотрим еще несколько графиков. Дополнительные графики предоставляют нам возможность убедиться, какие из указанных всплесков являются лишь частью более общих трендов и не относятся к проблематике именно энергетической безопасности. На Рис. №2 показан график, демонстрирующий частоту упоминаний вопросов, связанных с энергетикой (операционализация с помощью слова "energy"). На Рис. №3 представлена статистика упоминаемости вопросов, связанных с безопасностью (операционализация с помощью слова "security").

Данные графики демонстрируют несколько важных для нас процессов. Во-первых, с 2016 г. увеличивается количество документов Европейской комиссии и особенно Совета ЕС, в которых упоминаются вопросы энергетики и безопасности. Поэтому рост числа документов Совета ЕС, в которых упоминается термин «энергетическая безопасность» в 2016 г., обусловлен, по-видимому, исключительно внешними по отношению к нашему вопросу факторами.

Во-вторых, в 2006 г. наблюдается некоторый рост числа документов всех трех политических институтов, в которых упоминаются вопросы энергетики и безопасности. Он составляет от 11 до 40 % по отношению к предыдущему году. Это достаточно высокие показатели, однако сравнивая их с кратным ростом числа документов с упоминаниями термина «энергетическая безопасность» за тот же период времени, можно сделать вывод, что все же процесс роста актуальности проблем энергетической безопасности существовал как самостоятельное явление. Оно не было вызвано другими процессами в областях безопасности и энергетики.

В-третьих, число документов всех трех политических институтов в 2009 г., в которых упоминаются вопросы энергетики и безопасности, не претерпело значительных изменений по сравнению с предыдущим годом. Это значение менялось как в сторону увеличения, так и уменьшения в зависимости от области и политического института, но в целом осталось прежним. Одновременно с этим число документов, в которых упоминается термин «энергетическая безопасность» значительно выросло в 2009 г.: на 24% для Еврокомиссии, в два раза для Европарламента и в пять раз для Совета ЕС.

Необходимо отметить, что большинство документов, которые привели к росту в 2006 г. посвящены не энергетической безопасности, а другим вопросам: энергоэффективности, возобновляемым источникам энергии, внешней политике, внешней энергетической политике и т.п. Тем не менее в большинстве документов энергетическая безопасность упоминается именно в отношении ЕС, что подтверждает валидность наших измерений.

Итак, основной вывод, который необходимо сделать, заключается в том, что для проблематики энергетической безопасности характерен резкий рост, который происходит с 2006 г. В период до 2005 г. число документов с использованием термина «энергетическая безопасность» является незначительным, что свидетельствует о том, что эти проблемы не

играли важной роли в политической повестке дня. Причем это касается не только периода 2000 – 2005 гг., продемонстрированного на графиках, но и предыдущих десятилетий, в течение которых наблюдается такая же динамика.

Для проверки валидности наших измерений рассмотрим также статистические данные по научным работам европейских экспертов. Используем для этого базу данных Scopus одного из крупнейших мировых научных издательских домов Elsevier. База данных Scopus представляет собой самую большую базу аннотаций и цитирований рецензируемой литературы: научных журналов, книг и докладов конференций. Эта характеристика базы данных обуславливает невозможность проведения полнотекстового поиска – такого же, какой был проведен нами в базе данных EUR-Lex. Поэтому в Scopus мы сможем проанализировать научную литературу на наличие термина «энергетическая безопасность» в названии, кратком описании или среди ключевых слов.

Для европейского научного сообщества характерна высокая мобильность, и поэтому было бы некорректно говорить о каждом исследователе или ученом, как о представителе определенной страны, основываясь исключительно на информации о его происхождении, месте получения образования или месте работы. Поэтому рассматривая вопрос о восприятии энергетической безопасности в ЕС, мы добавили в подборку не только государства-члены ЕС, но и тесно связанные с ними страны в политическом, экономическом и культурном отношении. Таким образом, помимо 28 стран ЕС в список также вошли другие страны, являющиеся членами Шенгенской зоны или Таможенного союза ЕС: Норвегия, Исландия, Швейцария, Лихтенштейн, Монако, Андорра, Сан-Марино. В список рассматриваемых нами научных трудов попадают работы, хотя бы один из авторов которых работает в университете отмеченных выше стран. Получившийся таким образом график представлен на Рис. №4.

На этом рисунке рассматриваемый нами хронологический период начинается в 2001 г., поскольку статистика показывает, что число научных работ в предшествующий период является минимальным, не превышая четырех в год. Для того чтобы убедиться в том, что мы рассматриваем именно проблематику энергетической безопасности, или что наши измерения валидны, мы рассмотрим также статистику по научным работам, так или иначе связанным со сферой энергетики. На Рис. №5 представлен график таких работ, в названии, кратком описании или среди ключевых слов которых встречается слово «energy».

График показывает, что их число в период 2001—2017 гг. устойчиво растет, что может объясняться различными причинами, никак не связанными с проблематикой энергетической безопасности. Для того чтобы исключить влияние указанных причин на интересующий нас график, мы нормализуем число работ по энергетической безопасности (первый показатель) относительно числа работ, связанных со сферой энергетики (второй показатель), разделив первый показатель на второй. Таким образом мы получаем второй график на Рис. №5.

График числа научных работ, связанных с вопросами энергетической безопасности, демонстрирует, что число таких исследований стало значительно расти с 2006—2007 гг. Таким образом, проанализировав статистические данные по официальным документам трех важнейших политических институтов ЕС, и затем по научным работам исследователей, работающих в различных европейских научных центрах, мы можем сделать вывод о том, что проблематика энергетической безопасности фактически не привлекала значительного внимания ни политиков, ни исследователей приблизительно до 2006 г. Затем в 2006 г. происходит резкая актуализация указанных вопросов в научной среде и рост их важности в политической повестке дня. Валидность этих результатов подтверждается независимостью друг от друга взятых нами для анализа данных.

О чем свидетельствует отмеченная динамика? В чем заключается причина актуализации проблематики энергетической безопасности в ЕС? Насколько это было связано с российско-европейскими отношениями? Ответы на эти вопросы позволяют сделать важные выводы для характеристики восприятия энергетической безопасности в ЕС и России как угрозы для нее. Для того чтобы найти эти ответы, подвергнем более детальному анализу восприятие энергетической безопасности в правовых документах, принятых до и после выявленного нами скачка в 2006 г.

Мы рассмотрим Зеленые книги Еврокомиссии и реакцию на них Европарламента и Совета ЕС. Выбор Зеленых книг обусловлен тем, что этот тип документов предназначен для проведения общественного обсуждения важнейших проблем и перспективных направлений их решения, и носит, таким образом, стратегический характер. Он отличается от многих других типов официальных документов, к примеру директив и регламентов, тем, что в нем политический институт объясняет свою позицию в отношении поставленной проблемы и предлагаемого способа ее решения. Соответственно, это дает возможность проведения

подробного анализа поставленных нами вопросов восприятия важнейших политических институтов ЕС. Тезисы заседаний Европейского Совета, который считается высшим политическим органом ЕС, не будут рассмотрены в этой работе. Это обусловлено тем, что заседания Европейского Совета обычно посвящены целому ряду различных вопросов, и соответственно, Зеленым книгам уделяется либо недостаточное внимание, либо основные тезисы заседаний Европейского Совета повторяются в рассматриваемых нами пресс-релизах заседаний Совета ЕС.

Зеленые книги Еврокомиссии в отношении энергетической политики, подходящие для анализа выявленного нами скачка 2006 г., были опубликованы в 2000 и 2006 гг. Позиция Европарламента в отношении каждой из них была выражена в докладе 2001 г. и двух резолюциях 2006 гг. соответственно. Основные тезисы дискуссий, которые проводились в Совете ЕС, отражены в пресс-релизах заседаний 14-15 мая 2001 г., 4-5 декабря 2001 г., 14 марта 2006 г. и 8-9 июня 2006 г.

Уже в 2000-м г. в Зеленой книге «К европейской стратегии обеспечения безопасности энергетических поставок» Европейская комиссия обращается к проблеме роста зависимости ЕС от импорта энергоресурсов⁶⁹. Отмечается, что рост энергозависимости происходит в результате одновременно происходящих процессов увеличения потребления и снижения собственного производства, и в случае непринятия должных мер прогнозируется рост зависимости на 20% в следующие 20-30 лет⁷⁰. Поскольку проблема энергетической безопасности в такой формулировке оказывается на повестке дня впервые, спектр подходов к вариантам ее решения – очень широк. Поэтому характерной чертой этой Зеленой книги по сравнению с последующими является то, что Еврокомиссия считает необходимым обосновывать свою позицию о проведении политики в первую очередь в области спроса, а не предложения⁷¹.

Наибольшую обеспокоенность вызывает зависимость ЕС именно от импорта нефти⁷². Авторы Зеленой книги отмечают, что в долгосрочной перспективе географическую диверсификацию импортных поставок нефти по сравнению с природным газом обеспечить сложнее в связи с тем, что оставшиеся в мире нефтяные запасы расположены на Ближнем Востоке. А сложности в краткосрочной перспективе обусловлены отсутствием резервных мощностей добычи у большинства стран-экспортеров нефти. Диверсификация же импортных поставок газа облегчается наличием ряда возможностей: от близко расположенных традиционных поставщиков и регионов добычи (Россия, Норвегия, страны Северной Африки) до удаленных регионов (Западная Сибирь в России, Каспийский регион и Иран, страны Ближнего Востока и Нигерия)⁷³.

Для снижения указанных рисков и нивелирования угроз энергетической безопасности Европейская комиссия предлагает долгосрочную стратегию по обеспечению энергоснабжения, которая, по ее мнению, должна обеспечить физическую доступность продуктов на рынке, отсутствие перебоев в снабжении и цену, приемлемую для всех покупателей. Кроме того, она учитывает вопросы защиты окружающей среды и устойчивого развития⁷⁴. Таким образом, в Зеленой книге предлагаются решения для угроз всех четырех измерений энергетической безопасности, рассмотренных нами в предыдущем параграфе. Среди тех из них, которые можно отнести к измерению инфраструктурной досягаемости (accessibility), называются забастовки, природные катастрофы, а также геополитические кризисы. Стратегия уточняет, что она направлена на решение названных вопросов только в

⁶⁹ Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply / European Commission. 2000, November 29. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=celex:52000DC0769>

⁷⁰ Ibid. Executive Summary.

⁷¹ Ibid. Part 3, Section 2.

⁷² См. к примеру: Ibid. Part 1, Section I, Paragraph C1.

⁷³ Ibid.

⁷⁴ Ibid.

той мере, в какой они относятся к уровню структурных сложностей на уровне всего ЕС. В качестве основного инструмента стратегии рассматривается снижение энергопотребления в результате повышения энергоэффективности, увеличения использования ВИЭ⁷⁵.

Обратимся теперь к вопросу о восприятии России. В рассматриваемой нами Зеленой книге прогнозируется «неизбежное увеличение зависимости от России по импорту газа»⁷⁶. Тем не менее в нескольких разделах отмечается надежность России как поставщика природного газа: «несмотря на различные сложности СССР и впоследствии Россия всегда выполняли свои обязательства по долгосрочным контрактам с ЕС»⁷⁷. Также делается вывод о том, что «непрерывность обеспечения поставок за предшествующие 25 лет является доказательством стабильности, достойной подражания»⁷⁸.

Одновременно с этим в Зеленой книге все равно чувствуются опасения чрезмерной зависимости от России. Авторы документа указывают, что слишком высокая доля одного поставщика может привести к увеличению рисков для энергетической безопасности. В качестве решения этой проблемы называется либерализация рынка, которая, как предполагается, обеспечит возможность диверсификации поставок для стран, сильно зависящих от России⁷⁹.

В 2001 г. Европейский парламент публикует доклад по вопросам, поднятым Европейской комиссией в Зеленой книге 2000 г.⁸⁰ Авторы документа соглашаются с поставленной Еврокомиссией проблемой, признавая принципиальную значимость обеспечения долгосрочной стабильности энергетических поставок и выражая обеспокоенность в связи с ростом импортозависимости ЕС⁸¹. При этом в документе уточняется, что импортозависимость создает риски для энергетической безопасности только тогда, когда она усугубляется иными факторами, такими как недостаток собственных ресурсов, риски волатильности цен и возникновения внутри- и внешнеполитических кризисов, повреждения инфраструктуры и т.д.⁸² Текст доклада приводит нас к выводу о том, что обеспокоенность вызвана ростом нефтяных цен и касается в первую очередь зависимости от импорта нефти⁸³. Именно по этой причине авторы особо подчеркивают необходимость внедрения изменений в наиболее зависимом от нефти секторе экономики: транспорте⁸⁴.

В докладе Европарламента выражается согласие с позицией Еврокомиссии в отношении выбранного решения названных проблем. Парламентарии вслед за Еврокомиссией придают первостепенное значение принятию мер именно в области спроса, а не предложения⁸⁵. В соответствии с этим убеждением, авторы документа заявляют, что «все усилия должны быть предприняты для того, чтобы увеличить энергоэффективность и энергосбережение и сократить импортозависимость»⁸⁶. Сокращение спроса путем увеличения энергоэффективности рассматривается, таким образом, в качестве инструмента снижения импортозависимости от внешних поставщиков⁸⁷.

⁷⁵ Ibid. Part 3, Section 2, Paragraph A1, A2, B1.

⁷⁶ Ibid. Part 1, Section II, Paragraph C1.

⁷⁷ Ibid. Part 1, Section I, Paragraph C1.

⁷⁸ Ibid. Part 1, Section II, Paragraph C1.

⁷⁹ Ibid. Part 2, Section II, Paragraph A2.

⁸⁰ Report on the Commission Green Paper Towards a European strategy for the security of energy supply / European Parliament. Committee on Industry, External Trade, Research and Energy. 2001, 17 October. URL: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+REPORT+A5-2001-0363+0+DOC+PDF+V0//EN>

⁸¹ Ibid. Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause B, Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause 3.

⁸² Ibid. Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause B.

⁸³ Ibid. Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause 5.

⁸⁴ Ibid. Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause H, Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause 5.

⁸⁵ Ibid. Paragraph 3: Explanatory Statement, Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause 19.

⁸⁶ Ibid. Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause 4.

⁸⁷ Ibid. Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause G.

Зависимость от импорта природного газа считается менее угрожающей ЕС по сравнению с зависимостью от импорта нефти. Как указывает Комитет по защите окружающей среды, здравоохранению и защите прав потребителей, должна проводиться политика замещения нефти природным газом и альтернативными видами топлива⁸⁸. В докладе учитывается прогнозируемый рост зависимости от импорта природного газа и рост цен на «голубое топливо»⁸⁹. Однако авторы документа считают, что принятие комплекса мер по увеличению энергетической эффективности, либерализации рынков, диверсификации поставок, увеличению мощностей газохранилищ и проведению проактивной политики во взаимоотношениях с поставщиками позволит снизить риски в сфере газозенергетики⁹⁰. Представляется важным отметить, что в докладе 2001 г. Европейский парламент полностью поддерживает начавшийся несколькими годами ранее процесс либерализации рынков природного газа и электроэнергии и подчеркивает необходимость скорейшего завершения этого процесса для обеспечения безопасности энергетических поставок⁹¹.

Россия упоминается в докладе несколько раз. Авторы упоминают ее роль как важного поставщика природного газа и нефти, указывают на необходимость проведения проактивной политики в отношении с Россией для улучшения инвестиционного климата, обеспечения условий передачи технологий и скорейшего завершения процесса ратификации Энергетической хартии. Но в целом можно сделать вывод о том, что восприятие России ничем не отличается от восприятия других стран-поставщиков.

Совет ЕС обсуждал поднятые Европейской комиссией проблемы на двух заседаниях, состоявшихся 14-15 мая 2001 г.⁹² и 4-5 декабря 2001 г.⁹³ Необходимо сразу обратить внимание на отличие Совета ЕС от Еврокомиссии. Его заседания проходят в различных формациях, в зависимости от обсуждаемого круга вопроса. В каждом из них участвуют соответствующие министры стран-членов ЕС. Эта особенность, во-первых, обуславливает большую степень учета национальных интересов в этом органе по сравнению с Еврокомиссией. Именно этим можно объяснить такую особенность дискуссии по Зеленой книге, как частые ссылки на важность «учета географических, экономических, региональных, климатических и структурных различий стран-членов»⁹⁴. Во-вторых, это приводит к тому, что в дискуссии поднимаются более технические вопросы реализации выбранных решений. Так, на рассмотренных нами заседаниях, подробно обсуждались вопросы проведения либерализации рынка и внедрения энергоэффективных технологий при строительстве зданий. Изучение восприятия энергетической безопасности ЕС и России как угрозы для нее по пресс-релизам заседаний Совета ЕС не представляется возможным.

В целом пресс-релизы заседаний показывают, что Совет ЕС согласился с актуальностью поставленных проблем и предложенными путями ее решения. Однако необходимо учитывать сохраняющееся при этом фактическое различие интересов стран-членов. Это подтверждается в частности тем, что при принятии второй газовой директивы в

⁸⁸ Ibid. Paragraph 4: Opinion of the Committee on the Environment, Public Health and Consumer Policy. Short Justification

⁸⁹ Ibid. Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause I.

⁹⁰ Ibid. Paragraph 4: Opinion of the Committee on the Environment, Public Health and Consumer Policy. Short Justification, Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause 8.

⁹¹ Ibid. Paragraph 2: Motion for a Resolution. Clause 42.

⁹² 2347th Council meeting (Energy / Industry) / Council of the European Union. Brussels. 2001, 14-15 May. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_PRES-01-181_en.htm?locale=en

⁹³ 2394th Council meeting (Energy / Industry) / Council of the European Union. Brussels. 2001, 4-5 December. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_PRES-01-452_en.htm?locale=en

⁹⁴ 2347th Council meeting (Energy / Industry). Brussels. 2001, 14-15 May. Council Conclusions.

2394th Council meeting (Energy / Industry). Brussels. 2001, 4-5 December. Internal Market in Electricity and gas.

2003 г. удалось добиться лишь незначительного прогресса в процессе либерализации газового рынка из-за сопротивления отдельных стран ЕС⁹⁵.

Таким образом, мы можем сделать вывод, что в 2000-2001 гг. восприятие основных угроз для энергетической безопасности ЕС и возможностей их нивелирования у рассмотренных нами политических институтов ЕС совпадает. Как мы продемонстрировали, в качестве основной угрозы воспринимается рост импортозависимости. Внимание уделяется прежде всего росту зависимости от поставок нефти. Считается, что зависимость от поставок газа в меньшей степени угрожает ЕС. Предлагаемые меры в большей мере относятся к области спроса, а не предложения, а основными инструментами выступают снижение потребления за счет повышения энергоэффективности и топливная диверсификация в сторону природного газа и ВИЭ. Россия как поставщик воспринимается в целом нейтрально. Вопрос о соотношении ответственности общеевропейских институтов и отдельных стран-членов за безопасность энергоснабжения детально не обсуждается, в рассмотренных нами документах встречаются ссылки как на роль общеевропейских институтов, так и отдельных стран-членов в этом вопросе.

Перейдем теперь к следующему рассматриваемому нами периоду, который характеризуется резкой актуализацией вопросов энергетической безопасности. Зеленая книга Европейской комиссии «Европейская стратегия по устойчивой, конкурентоспособной и безопасной энергетике»⁹⁶ была опубликована в 2006 г. Перечень затронутых в ней проблем по-прежнему достаточно широк – он охватывает вопросы продолжающегося роста импортозависимости, роста цен на энергоносители, экологические проблемы и т.д. Однако в 2006 г. акцент делается на вопросах газообеспечения. Это демонстрируется количественными показателями: число упоминаний «нефти» («oil») составляет лишь 41% от количества использованных слов «газ» («gas»), что разительно контрастирует с документом 2000 г., в котором «нефть» («oil») упоминалась на 18% чаще «газа» («gas»). В документе большое внимание уделяется вопросам формирования общеевропейских либерализованных рынков газа и электроэнергии.

Зеленая книга 2006 г. отличается от документа 2000 г. детализацией конкретных мер по трансформации европейской энергетической политики. В Зеленой книге указаны следующие ключевые направления, требующие решительных действий. Во-первых, это завершение создания внутренних энергетических рынков электричества и газа, которые бы гарантировали безопасность поставок. В документе очень подробно излагается позицию Европейской комиссии по проектам следующих газовой и электроэнергетической директив. К примеру указывается на необходимость «более формального объединения операторов транспортных сетей»⁹⁷, что будет впоследствии воплощено в Европейской сети системных и транспортных операторов. Во-вторых, обеспечение продуктовой и географической диверсификации энергоносителей. В-третьих, проявление солидарности для предотвращения кризисов поставок и управления ими. В-четвертых, проведение гармоничной и согласованной единой внешней энергетической политики, которая позволит странам-членам «говорить одним голосом»⁹⁸ и продемонстрирует их «приверженность прилагать объединенные усилия для решения общих проблем»⁹⁹. Наконец, обеспечение защиты окружающей среды, и инновационного и технологического развития.

В Зеленой книге очень большое внимание уделяется такому измерению энергетической безопасности как инфраструктурная достигаемость. В документе подробно

⁹⁵ Brutschin E. Shaping the EU's Energy Policy Agenda: The Role of Eastern European Countries // Energy Policy Making in the EU. Building the Agenda / edited by Tosun J., Biesenbender S., Schulze K. Springer, 2015. P. 190-191. URL: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-1-4471-6645-0.pdf>

⁹⁶ Green Paper: A European strategy for sustainable, competitive and secure energy / European Commission. 2006, March 8. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52006DC0105>

⁹⁷ Ibid. Paragraph 2.2.

⁹⁸ Ibid. Paragraph 1, Paragraph 2.6, Conclusions.

⁹⁹ Ibid. Paragraph 2.6.

рассматриваются вопросы предотвращения сбоев поставок и солидарных действий по снижению негативных последствий, в случае если кризис все равно произошел. Это характерно для параграфов, посвященных созданию внутреннего энергетического рынка, обеспечению безопасности поставок, внешней энергетической политике¹⁰⁰.

Важно отметить, что все эти направления фактически ведут к усилению полномочий наднациональных органов: либо непосредственно в результате проведения единой энергетической политики, либо опосредованно через создание единого внутреннего рынка, который также требует общеевропейского регулирования. В Зеленой книге указывается, что ситуация требует «общеевропейского ответа»¹⁰¹. Авторы признают право каждой страны определять структуру своего энергобаланса, однако одновременно с этим указывают, что «выбор каждого государства-члена неизбежно влияет на энергетическую безопасность его соседей и всего ЕС в целом»¹⁰².

Восприятие России значительно изменилось. От указаний на надежность России как поставщика, сделанных в предыдущем документе, не осталось ни слова. Российско-украинский кризис 2006 г., произошедший всего за несколько месяцев до публикации Зеленой книги, или какие-либо еще события политического плана, очевидно повлиявшие на восприятие России или энергетической безопасности, непосредственно в документе не упоминаются. Однако авторы неоднократно ссылаются на некий «недавний опыт» в нефте- и газотранспорте и кризисы энергоснабжения, требующие от стран-членов ЕС принятия активных мер¹⁰³. При обосновании необходимости диверсификации авторы упоминают право стран-членов самостоятельно определять структуру своего топливно-энергетического баланса, однако тем не менее напоминают, что «решения каждой страны-члена ЕС полностью или в основном полагаться на природный газ в электрогенерации имеют значительное влияние на безопасность поставок соседних государств в случае возникновения ситуации нехватки газа»¹⁰⁴.

В 2006 г. Европейский парламент принимает несколько резолюций по проблемам, обозначенным в Зеленой книге Европейской комиссии «Европейская стратегия по устойчивой, конкурентоспособной и безопасной энергетике» 2006 г. Первая резолюция опубликована в Официальном журнале ЕС 01 декабря 2006 г. и касается безопасности энергетических поставок в ЕС¹⁰⁵. Вторая резолюция опубликована в том же журнале 14 декабря того же года и касается непосредственно Зеленой книги «Европейская стратегия по устойчивой, конкурентоспособной и безопасной энергетике». Они затрагивают настолько же широкий спектр вопросов и проблем энергетической политики, как и Зеленая книга. Поэтому мы не будем останавливаться на всех аспектах подробно, выделив лишь те характеристики, которые имеют для нас наибольшее значение.

В резолюции от 01 декабря Европарламент называет российско-украинский конфликт 2006 г. и повышение нефтяных цен в качестве факторов, подчеркнувших уязвимость систем поставок и распределения энергоносителей. Кроме того, парламентарии выдвигают инициативу установления специального взаимодействия с другими крупными потребителями углеводородов с целью «объединения усилий в уравнивании олигопольного положения поставщиков»¹⁰⁶.

В резолюции от 14 декабря представляется необходимым отметить следующее. Во-первых, Европарламент, также как и Еврокомиссия, обращает внимание на риски зависимости от ограниченного числа поставщиков и маршрутов доставки энергоносителей,

¹⁰⁰ Ibid. Paragraph 2.1, Paragraph 2.2, Paragraph 2.6.

¹⁰¹ Ibid. Paragraph 1.

¹⁰² Ibid. Paragraph 2.3.

¹⁰³ Ibid. Paragraph 2.6.

¹⁰⁴ Ibid. Paragraph 2.3.

¹⁰⁵ European Parliament resolution on security of energy supply in the European Union / European Parliament. 2006, 01 December. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1523886185779&uri=CELEX:52006IP0110>

¹⁰⁶ Ibid. Clause 4.

подчеркивая необходимость обеспечения диверсификации¹⁰⁷. Во-вторых, все упоминания России имеют критический оттенок. В статье 65 Европарламент призывает Еврокомиссию не фокусироваться исключительно на взаимодействии с Россией, развивая сотрудничество с другими потенциальными поставщиками энергоресурсов. В статье 66 парламентарии обращают внимание на проблемы недоинвестирования в российский энергетическом секторе и предполагают неспособность России обеспечивать прежние объемы поставок после 2010 г.

Совет ЕС обсуждал Зеленую книгу Европейской комиссии на двух заседаниях, состоявшихся 14 марта 2006 г.¹⁰⁸ и 8-9 июня 2006 г.¹⁰⁹ Как и в ситуации 2000-2001 гг., тексты пресс-релизов заседаний Совета ЕС отличаются от Зеленой книги Еврокомиссии неоднократным упоминанием о важности учета национального суверенитета и национальных особенностей¹¹⁰. Члены Совета ЕС отмечают, к примеру, необходимость уважения принципа субсидиарности, позволяющего странам-членам учитывать национальные интересы при реализации общеевропейской политики в области ВИЭ¹¹¹. Ориентированность на защиту национального суверенитета, проявилась, по-видимому, и в том, что участники заседания уделяли большее внимание мерам, не требующим регулирования общеевропейского уровня. Так, была отмечена необходимость укрепления взаимодействия и кооперации между различными участниками энергетических рынков и правительствами, а также законодательным мерам, таким как «обмен лучшими практиками»¹¹². На основе пресс-релизов заседаний в целом можно сделать вывод о том, что Совет ЕС согласился с предложенными Еврокомиссией мерами, детально рассматривая вопросы либерализации рынков и диверсификации поставок.

Проведенный анализ позволяет сделать несколько важных выводов об изменении восприятия энергетической безопасности ЕС и России как возможной угрозы со стороны важнейших политических институтов ЕС в течение 2000-2006 гг.

1. Изменилось восприятие основных угроз для энергетической безопасности ЕС. Если в 2000-2001 гг. основное внимание уделялось обеспечению безопасности поставок нефти, то в 2006 г. на первое место вышли вопросы газообеспечения.

2. Выросла актуальность вопроса о проведении единой энергетической политики и общеевропейского регулирования энергетических рынков. В 2006 г. эти вопросы упоминаются гораздо чаще по сравнению с периодом 2000-2001 гг.

3. Изменилось восприятие России. В 2000-2001 гг. она воспринималась в целом нейтрально. Прогнозируемое увеличение импортозависимости от поставок газа из России в тот момент не вызывало сильного беспокойства. В 2006 г. в официальных документах отмечается, что российско-украинский конфликт 2006 г. (или «недавний опыт» в нефте- и газотранспортировке) подчеркнул уязвимость систем поставок и распределения энергоносителей, что требует принятия активных мер от членов ЕС.

4. Восприятие основных угроз для энергетической безопасности ЕС и возможностей их нивелирования у рассмотренных нами политических институтов ЕС в значительной мере совпадает. Особенно это касается наднациональных институтов:

¹⁰⁷ European Parliament resolution on a European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy / European Parliament. 2006, 23 December. Clause 30. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1523886185779&uri=CELEX:52006IP0603>

¹⁰⁸ 2717th Council Meeting (Transport, Telecommunications and Energy) / Council of the European Union. Brussels. 2006, 14 March. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_PRES-06-67_en.htm?locale=en

¹⁰⁹ 2735th Council Meeting (Transport, Telecommunications and Energy) / Council of the European Union. Luxembourg. 2006, 8-9 June. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_PRES-06-167_en.htm?locale=en

¹¹⁰ 2717th Council Meeting (Transport, Telecommunications and Energy) / Council of the European Union. Brussels. 2006, 14 March.

¹¹¹ 2735th Council Meeting (Transport, Telecommunications and Energy) / Council of the European Union. Luxembourg. 2006, 8-9 June. Sustainability of energy production and consumption, Clause 2.

¹¹² Ibid. Clause 5.

Еврокомиссии и Европарламента. Восприятие Совета ЕС характеризуется бóльшим акцентом на необходимости защиты национальных интересов стран-членов ЕС.

Что могло повлиять на изменение восприятия России? Обзор зарубежной литературы по вопросам энергетического взаимодействия России и ЕС показывает, что некоторые европейские эксперты и политики указывают на российско-украинский конфликт 2006 г. или активизацию российской энергетической политики в целом, как событие или процесс, которые изменили российско-европейские отношения и трансформировали европейскую политику. Другие придерживаются мнения, что ухудшение российско-европейских отношений было связано с началом процессов институциональных изменений: запуском либерализации на европейском рынке и усилением роли государства в российской энергетике¹¹³. Некоторые представители этой точки зрения считают, что движение в сторону рыночной либерализации в ЕС в 1990-е гг. представляет собой норму, от которой отклонилась Россия¹¹⁴. В целом необходимо признать, что этот вопрос является достаточно сложным и в результате остается малоизученным. Давайте рассмотрим подробнее контекст ухудшения российско-европейских отношений, чтобы внести большую ясность.

Начало сотрудничеству в области газэнергетики между СССР и странами ЕС было положено в 1970 г, когда было заключено соглашение между СССР и ФРГ, известное как «газ-трубы». Как отмечают С. Буссена (Sadek Boussena) и К. Локателли (Catherine Locatelli), «период с 1970-х до середины 1990-х гг. был временем достаточной стабильности в отношении договорных отношений»¹¹⁵. Распад СССР вызвал противоречия, которые изначально затронули лишь постсоветские государства. Вопросы о будущем сотрудничества в области энергетики вызвали четыре конфликта со значительными последствиями в первой половине 1990-х гг. Они привели к ограничению поставок энергоресурсов в Литву в 1992 г. и Украину в 1994 г.¹¹⁶, а также полное прекращения экспорта в Эстонию в 1993 г. и Молдавию в 1994 г.¹¹⁷

В повестке дня отношений России и ЕС проблемы энергетической безопасности появились в середине 2000-х. Первая половина этого десятилетия была временем, когда Россия возвращалась к независимой национальной политике, восстанавливала государственный контроль над энергетической отраслью, прекращала субсидирование бывших стран-членов СССР, а «Газпром» трансформировал свои ценовые механизмы в соответствии с рыночными стандартами, намереваясь достичь одинакового уровня доходности от газового экспорта для стран ЕС и бывших членов СССР¹¹⁸. Укрепление российского государства и увеличение российского бюджета привели к появлению концепции России как энергетической сверхдержавы, которая может использовать свой энергетический потенциал для укрепления своих позиций на мировой арене. Одновременно с этим в первой половине 2000-х гг. процесс европейской интеграции демонстрировал свою успешность. 2004 г. стал свидетелем самого крупного расширения ЕС, когда численность государств-членов блока возросло с 17 до 25. Важность этого периода для российско-европейских отношений подчеркивается тем фактом, что именно тогда появилась непосредственная граница между Россией и Европейским союзом.

¹¹³ Boussena S., Locatelli C. Energy institutional and organizational changes in EU and Russia: Revisiting gas relations // Energy policy. 2013, April. Volume 55. P. 180. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151201035X>

¹¹⁴ Kuzemko C. Ideas, power and change: explaining EU–Russia energy relations // Journal of European Public Policy. 2013, October 8. Volume 21, Issue 1. P. 59. URL: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/13501763.2013.835062>

¹¹⁵ Boussena S., Locatelli C. Ibid P. 180.

¹¹⁶ "Газовые" конфликты между Россией и Украиной. Справка // Россия Сегодня. 2012, 19 марта. URL: <https://ria.ru/spravka/20120319/600294341.html>

¹¹⁷ Газовые конфликты России за последние 15 лет. Справка // Россия Сегодня. 2008, 12 февраля. URL: <https://ria.ru/spravka/20080212/99021453.html>

¹¹⁸ Цена энергии. Международные механизмы формирования цены на нефть и газ / Секретариат Энергетической хартии. 2007. С. 165.

Российско-украинским конфликтам 2006 и 2009 гг., которые привели к краткосрочным сокращениям объема российского экспорта для стран ЕС, часто придают большое значение, называя их поворотными моментами для российско-европейского сотрудничества в энергетике. Рассмотрим эти кризисы и их оценки подробнее.

В 2006 г. в условиях отсутствия ценового соглашения «Газпром» принял решение с 1-го января прекратить поставки для украинских потребителей. На Украине отбор газа из магистральных трубопроводов продолжался, что привело к снижению объемов, предназначенных для стран ЕС. Кризис продлился несколько дней: соглашение между «Газпромом» и «Нафтогазом» о возобновлении поставок было подписано уже 4-го января. По сообщениям европейских стран, к 2-му января российский экспорт в Венгрию снизился на 40%, для Австрии, Словакии и Румынии объем поставок упал на 33%, для Франции – на 25-30%. Ограничения поставок 1-го января отмечали в Польше (на 14%). О снижении импорта сообщила Германия, хотя детальных данных предоставлено не было¹¹⁹. Необходимо отметить, что нарушение энергоснабжения не имело катастрофических последствий, а наличие злого умысла со стороны России было сомнительным. Дж. Стерн, директор программы исследований по газэнергетике в Оксфордском институте энергетических исследований, утверждает, что снижение объема поставок могло быть вызвано только действиями украинской стороны, а требование России по увеличению цены газа до рыночного уровня имело экономический характер и соответствовало стремлению России присоединиться к ВТО¹²⁰. Тем не менее кризис 2006 г. вызвал обширную дискуссию в ЕС о надежности России как поставщика и послужил почвой для обвинения России в применении «энергетического оружия» для достижения политических целей.

В 2009 г. ситуация повторилась, имея однако гораздо более серьезные последствия. С 1-го января «Газпром» прекратил поставки для Украины, а в условиях продолжающегося отбора поставки через украинскую газотранспортную систему 6-7 января были прекращены полностью. Только 20 января поставки были возобновлены, и к 22 января достигли нормального уровня¹²¹. По информации Координационной группы по газу, остановка российского экспорта через Украину означала полное прекращение импорта Болгарии (100%), Словакии (97%), Сербии (100%), Македонии (100%), Молдовы (100%). Снижение объемов импорта испытали Греция (80%), Чехия (71%), Австрия (66%), Словения (50%), Венгрия (45%), Босния и Герцеговина (40%), Хорватия (40%), Румыния (34%), Польша (33%), Италия (25%) и Франция (15%)¹²². Сильнее всего прекращение поставок ударило по странам Юго-Восточной Европы: Молдове, Румынии, Болгарии, Греции, Македонии, Сербии, Боснии и Герцеговине и Хорватии, поскольку последние не имели значимых запасов газа и возможности оперативно найти альтернативных поставщиков. Для преодоления кризиса были использованы альтернативные виды топлива и принудительно сокращено или полностью остановлено энергопотребление в промышленности¹²³.

Какие оценки были даны этим кризисам? По мнению А.И. Медведева, высказанного в 2008 г., когда он занимал посты заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» и генерального директора ООО «Газпром экспорт», конфликт 2006 г. был мифологизирован. А.И. Медведев заявляет, что в результате мифологизации этого конфликта было

¹¹⁹ Russia vows to end gas shortage // BBC. 2006, January 2. URL: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/4575726.stm>

¹²⁰ Stern J. The Russian-Ukrainian gas crisis of January 2006 / The Oxford Institute for Energy Studies. 2006, January 16. P. 8, 12. URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/the-russian-ukrainian-gas-crisis-of-january-2006/>

¹²¹ Pirani S., Stern J., Yafimava K. The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment // The Oxford Institute for Energy Studies. 2009, February. P. 19. URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/the-russo-ukrainian-gas-dispute-of-january-2009-a-comprehensive-assessment/>

¹²² Ibid. P. 54-55.

¹²³ См. подробнее: Kovacevic A. The impact of the Russia-Ukraine Gas Crisis in South Eastern Europe // The Oxford Institute for Energy Studies. 2009, March. P. 10-15. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG29-TheImpactoftheRussiaUkrainianCrisisinSouthEasternEurope-AleksandarKovacevic-2009.pdf>

искусственно создано общественное мнение о ненадежности «Газпрома»¹²⁴. Т.В. Бордачёв также считает, что «толчком к осложнению отношений в области энергетики и их стремительной политизации стала резкая и многоплановая реакция Евросоюза и европейской общественности на российско-украинский ценовой спор в декабре 2005 – январе 2006 г. Оправданные с точки зрения двусторонних российско-украинских отношений, действия компании «Газпром» активизировали процесс рассмотрения ранее сугубо экономических вопросов с точки зрения проблем безопасности»¹²⁵. С другой стороны, автор подчеркивает разницу между причинами и поводом кризиса: «Изменение характера российско-европейских отношений в области энергетики стало результатом не только, и не столько действий «Газпрома» или Европейской комиссии. За ним стояли более глубокие процессы, носящие иногда глобальный характер»¹²⁶. Среди последних автор упоминает «усиление государственного контроля над энергетическим сектором в России, общее возвращение государства в экономику в мировом масштабе и поиск Евросоюзом источника внешней угрозы»¹²⁷.

Европейские авторы также обычно отмечают, что роль кризисов 2006 и 2009 гг. гораздо значительнее, чем последствия сбоя поставок непосредственно для потребителей газа в ЕС. Они полагают, что эти события существенно повлияли на отношения России и ЕС.

- А. Монахан (Andrew Monaghan) называет кризис 2006 г. «тревожным звонком» (“wake-up call” – примечание автора) для многих за пределами этого региона, отразившим российскую тактику несоразмерного применения силы и продемонстрировавшим попытки России усилить свои позиции в странах бывшего СССР»¹²⁸. Исследователь также подчеркивает, что российско-украинский спор 2006 г. используется для того, чтобы «проиллюстрировать давление России на страны бывшего СССР и использование энергоресурсов для наказания тех, кто пытается снизить российское влияние»¹²⁹.

- В докладе Института ЕС по исследованию безопасности, события 2006 и 2009 гг. также названы тревожным звонком, благодаря которому вопрос о безопасности поставок высоко поднялся в политической повестке дня¹³⁰.

- По мнению немецкого политолога А. Рара, газовые войны между Москвой и Киевом в 2006 и 2009 гг. стали рубежом в российско-европейских отношениях, после которого ЕС отказался от идеи энергетического альянса с Россией¹³¹.

- По оценке специалистов Оксфордского института стратегических исследований, кризис 2009 г. крайне негативно отразился на репутации «Газпрома». Во-первых, как отмечают авторы, это было обусловлено тем, что многие в Европе не были заинтересованы в детальном изучении причин конфликта. Они сделали простой вывод о том, что Россия вместе с Украиной не являются надежными поставщиками, и что Европе необходимо искать альтернативные источники и маршруты их доставки. Во-вторых, обвинения в адрес российской компании были связаны с тем, что точки сдачи-приемки газа находились к западу от Украины, и юридически ответственность по доставке до них

¹²⁴ Медведев А.И. «Газпром» и энергобезопасность Европы // Международная жизнь. 2008. URL: <https://interaffairs.ru/jauthor/material/1310>

¹²⁵ Бордачёв Т.В. Новый стратегический союз. Россия и Европа перед вызовами XXI века: возможности «большой сделки». М.: Издательство «Европа», 2009. С. 109.

¹²⁶ Там же. С. 110.

¹²⁷ Там же. С. 109.

¹²⁸ Monaghan A. Russia's Energy Diplomacy: A Political Idea Lacking a Strategy? // Southeast European and Black Sea Studies, Vol. 7, Issue 2, 2007. P. 281. URL: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/14683850701402201>

¹²⁹ Ibid.

¹³⁰ Dreyer I., Stang G. Energy moves and power shifts: EU foreign policy and global energy security / The European Union Institute for Security Studies (EUISS). Report № 18. 2014, February 14. P. 53. URL: http://www.iss.europa.eu/uploads/media/Report_18.pdf

¹³¹ Рар А. Куда пойдет Путин? Россия между Китаем и Европой (Почему Западу нужна Россия. Экспертный анализ). М.: Олма Медиа Групп, 2012. С. 133.

природного газа нес исключительно «Газпром», неспособность которого выполнить свои обязательства привела к возникновению кризисной ситуации¹³².

Исследователи также отмечают влияние упомянутых кризисов на энергетическую политику ЕС в целом. К примеру, Э. Бручин, анализируя роль стран Центральной и Восточной Европы для либерализации рынка, отметила, что кризисы 2006 и 2009 гг. стали одной из причин, способствовавших секьюритизации вопроса о либерализации во время переговоров по 3-ей газовой директиве¹³³. По мнению Т. Молтби, кризисы 2006 и 2009 гг. (в первую очередь первый из них) открыли окно возможностей для продвижения идеи усиления наднационального регулирования в энергетической политике, которое было использовано Европейской комиссией¹³⁴.

К анализу роли кризисов 2006 и 2009 гг. применимы объяснения, которые можно отнести к модели «переливания» (spillover), если заимствовать этот термин из концепции неофункционализма Эрнста Хааса. Роль эффекта переливания для принятия политических решений подчеркивает в своей работе Дж. Кингдон¹³⁵. Для анализа либерализации европейского рынка этот концепт может быть применен в двух плоскостях. С одной стороны, как переливание в результате накопления некой критической массы факторов непосредственно в газовой энергетике. С другой стороны, как переливание из смежных областей. Следуя основной идее модели переливания, ряд авторов говорит о влиянии либерализации рынка электроэнергетики для дальнейшей либерализации рынка газа¹³⁶.

Роль кризисов 2006 и 2009 гг. для появления вопросов энергетической безопасности в политической повестке дня подчеркивается и в официальных заявлениях. Комиссар по энергетике Еврокомиссии Андрис Пиебалгс в июне 2006 г. отметил: «В последний год мы видели, что вопрос безопасности энергетического обеспечения становится вопросом международных отношений. В Европе произошла смена настроений. В то время как ранее вопрос безопасности поставок был техническим вопросом, который решали очень узкие специалисты, теперь в Европе вопрос энергобезопасности – на столе каждого министра: энергетики, иностранных дел, финансов и промышленности»¹³⁷.

В документе «Стратегия энергетической безопасности для Европы» Европейская комиссия подчеркивает, что «<...> зимой 2006 г., а затем зимой 2009 г. временные сбои в поставках газа нанесли серьезный удар по европейским потребителям в некоторых странах-членах ЕС в Восточной Европе. Эти кризисы актуализировали вопрос о необходимости проведения единой европейской энергетической политики. С того времени многое было сделано для того, чтобы укрепить энергетическую безопасность ЕС в области поставок газа и уменьшить число стран-членов, имеющих только одного поставщика»¹³⁸.

¹³² Pirani S., Stern J., Yafimava K. The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment // The Oxford Institute for Energy Studies. 2009, February. P. 57. URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/the-russo-ukrainian-gas-dispute-of-january-2009-a-comprehensive-assessment/>

¹³³ Brutschin E. Shaping the EU's Energy Policy Agenda: The Role of Eastern European Countries // Energy Policy Making in the EU. Building the Agenda / edited by Tosun J., Biesenbender S., Schulze K. Springer, 2015. P. 187-204. URL: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-1-4471-6645-0.pdf>

¹³⁴ Maltby T. European Union energy policy integration: a case of European Commission policy entrepreneurship and increasing supranationalism // Energy Policy. 2013, April. Volume 55. P. 438-441. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512010798>

¹³⁵ Kingdon J. W. Agendas, Alternatives, and Public Policies. Second Edition. Harlow: Pearson, 2014. P. 190-194.

¹³⁶ См. к примеру: Herweg N. Against All Odds: The Liberalisation of the European Natural Gas Market—A Multiple Streams Perspective // Energy Policy Making in the EU. Building the Agenda / edited by Tosun J., Biesenbender S., Schulze K. Springer, 2015. P. 87-106. URL: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-1-4471-6645-0.pdf>

¹³⁷ Цит. по: Пашковская И.Г. Энергообеспечение Европейского Союза: восточное направление. М.: Навона, 2010. С. 80.

¹³⁸ Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. European Energy Security Strategy / European Commission. COM (2014) 330, 2014, May 28. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014DC0330>

Представляется важным отметить, что США способствовали политизации российско-европейских отношений. Это было продемонстрировано громкими заявлениями нескольких американских политиков. Первое из них было сделано 4 мая 2006 г. на конференции в Вильнюсе, когда концепт «энергетического оружия» был впервые озвучен на высоком уровне в отношении современной истории торговли энергоресурсами между Россией и ЕС. На конференции вице-президент США Дик Чейни выступил с речью о демократической трансформации в постсоветских странах и среди прочих обвинений в адрес России упомянул возможное злоупотребление торговлей энергоресурсами: «Иные действия российского правительства были контрпродуктивными и могли негативно повлиять на отношения с другими странами. Законные интересы не могут защищаться, когда нефть и газ становятся инструментом запугивания или шантажа, в результате манипулирования поставками или попыток монополизировать транспортировку»¹³⁹. По мнению А.И. Медведева, после Вильнюсской конференции «Газпром» столкнулся с активизацией политики сдерживания, поскольку стал восприниматься в качестве энергетического оружия Кремля.¹⁴⁰

В том же году – 27 ноября 2006 г. Ричард Лугар, председатель комитета по международным отношениям Сената США, предложил вовлечение НАТО в разрешение вопросов, связанных с энергетикой. Американский сенатор утверждал, что «прекращение поставок энергоносителей Россией на Украину продемонстрировало, насколько заманчивым является использование энергетических потоков для достижения политических целей и подчеркнуло уязвимость государств-импортеров в отношении со стороны поставщиков». Ричард Лугар выступал за применение Статьи 5 договора НАТО для ответа «...на попытки использовать энергетическое оружие против стран-членов организации»¹⁴¹. Ряд других высокопоставленных американских чиновников также подвергали сомнению надежность России как экспортера энергоресурсов¹⁴².

Как мы видим, официальные комментарии и экспертные оценки подтверждают наше предположение о ключевой роли 2006 и 2009 гг. в повышении степени обеспокоенности в ЕС относительно энергетической безопасности. Однако важно отметить, что эти дискуссии не были вызваны исключительно российско-украинскими конфликтами. В исследовании Р. Орттунга (Robert W. Ortung) и И. Оверланда (Indra Overland) демонстрируется, что вторая половина 2000-х гг. оказалась свидетелем резкого роста числа столкновений в сфере энергетики между Россией и ее соседями, в том числе и странами ЕС, по сравнению с началом десятилетия¹⁴³. График на Рис. №6 показывает, что число конфликтов между Россией и странами ЕС росло с 2005 г., когда произошло столкновение с только что вошедшей в состав ЕС Польшей. Затем конфликты последовали в 2006 г. – с Литвой и Великобританией, в 2007 г. – с Эстонией и Германией, в 2008 г. – с Чехией, Испанией и Италией, в 2009 г. – с Финляндией.

Важно отметить, что здесь было бы некорректно рассматривать исключительно конфликты со странами ЕС, поскольку столкновения с другими странами также свидетельствовали об укреплении решительности России и повышали обеспокоенность в ЕС. Учитывая этот фактор, роль 2006 г. оказывается сложно переоценить. Ведь среди примеров демонстрации силы России в 2006 г., помимо отмеченных выше конфликтов с Литвой и

¹³⁹ Cheney D. Vice President's Remarks at the 2006 Vilnius Conference. 2006, 4 May. URL: <https://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2006/05/20060504-1.html>

¹⁴⁰ Медведев А.И. Как «Газпром» выполняет поручения Госдепа США // Международная жизнь. 2008. URL: <https://interaffairs.ru/jauthor/material/1565>

¹⁴¹ Senator Lugar's speech // NY Times. 2006, November 26. URL: <http://www.nytimes.com/2006/11/28/world/europe/28iht-web.1128lugar/speech.3700672.html>

¹⁴² Monaghan A. Russia's Energy Diplomacy: A Political Idea Lacking a Strategy? // Southeast European and Black Sea Studies, Vol. 7, Issue 2, 2007. P. 276. URL: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/14683850701402201>

¹⁴³ Ortung R.W., Overland I. A Limited Toolbox: Explaining the Constraints on Russia's Foreign Energy Policy // Journal of Eurasian Studies. 2011, Volume 2, Issue 1. P. 80. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1879366510000394>

Великобританией, западные авторы отмечают также сбои газовых поставок в Грузию, Молдавию и на Украину, прерывание экспорта нефти в Белоруссию¹⁴⁴. Таким образом, мы видим, что у европейских стран были основания беспокоиться вовсе не только о возможном повторении российско-украинского кризиса 2006 г., о котором упоминается в ряде работ российских авторов. Середина 2000-х гг. была отмечена активизацией российской энергетической политики и целым рядом столкновений со странами ЕС и бывшего СССР.

Рис. №6. Число энергетических конфликтов России с государствами соседями (2000 г. - июль 2010 г.)

Источник: составлено автором на основе статистики, представленной в работе: Ortung R.W., Overland I. A Limited Toolbox: Explaining the Constraints on Russia's Foreign Energy Policy // Journal of Eurasian Studies. 2011, Volume 2, Issue 1. P. 80. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1879366510000394>

Фокусируясь на причинах восприятия России в ЕС как угрозы, а не выявлении ответственных за эти столкновения, мы можем сделать вывод, что именно эта череда конфликтов послужила спусковым крючком для осознания значительного количества противоречий между Россией и странами ЕС и формирования образа России как угрозы для ЕС. Российско-украинский конфликт, на наш взгляд, был лишь наиболее ярким примером, который стал символом воспринимаемой российской угрозы. Это приводит нас к выводу о том, что идея строительства обходных газопроводов вокруг Украины в принципе не могла разрушить имеющиеся опасения и нормализовать взаимоотношения России и ЕС.

Сравнивая последствия кризисов: непосредственные сложности, с которыми столкнулись потребители газа в ЕС, и выводы, которые были сделаны для европейской энергетической политики, мы обнаруживаем, что масштаб изменений европейской энергетической политики несоизмеримо больше сложностей, возникших в энергоснабжении в 2006 и 2009 гг. Поэтому, на наш взгляд, необходимо оценивать эти кризисы, во-первых, как символы целого ряда российско-европейских столкновений в середине-второй половине 2000-х гг., которые способствовали фокусированию внимания на активизации российской энергетической политики, и во-вторых, в качестве тревожного звонка, способствовавшего повышению значимости вопросов энергобезопасности в политической повестке дня.

¹⁴⁴ Medish M. Russia and the Myth of an Energy Superpower // Schweizer Monatshefte : Zeitschrift für Politik, Wirtschaft, Kultur. 2007, Band 87, № 5. P. 21. URL: <http://www.e-periodica.ch/cntmng?var=true&pid=smh-002:2007:87::709>

Текущее состояние и перспективы транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов через морские порты Российской Федерации

Морской транспорт имеет стратегическое значение для развития народно-хозяйственного комплекса стран и для обеспечения их экспортных потребностей. Эффективное использование морского транспорта для транспортировки различных грузов требует наличия соответствующей портовой инфраструктуры.

В настоящий момент, согласно Стратегии развития морской портовой инфраструктуры России до 2030 года, одобренной Морской коллегией при Правительстве Российской Федерации 28.09.2012 [3], Российская Федерация находится на этапе наращивания портовых мощностей, которые позволяют стране не только обеспечить внутренние потребности, но и стать активным участником процесса обслуживания международных грузопотоков транзита, траншипмента (англ. transshipment – перевалка), международных транспортных коридоров. Кроме того, в Российской Федерации реализуются решения по переводу экспорта стратегических грузов, в первую очередь сырой нефти и нефтепродуктов, в отечественные порты.

Для соответствия транспортным и торговым потребностям страны отечественные морские порты должны не только предоставлять портовую инфраструктуру, конкурентоспособную на международном уровне, но и оказывать качественные услуги. Из-за своей специфики жизненный цикл проектов в морских портах может охватывать десятилетия. Указанное обозначает необходимость долгосрочного прогнозирования спроса на портовую инфраструктуру, ее влияния на экономику и экологию.

Современный морской порт представляет собой крупный транспортный узел, связывающий различные виды транспорта: морской, речной, железнодорожный, автомобильный, трубопроводный и др., поскольку в рамках портовой инфраструктуры осуществляется не только доставка и отправка грузов, но и их дальнейшее хранение, и распределение до конечного получателя. Портовая деятельность это стратегический аспект развития экономики государства и ключевое звено функционирования его транспортной системы. В морских портах реализуется национальная морская, таможенная и пограничная политика, а также осуществляется государственный портовый контроль. Российская Федерация обладает наиболее протяженной в мире береговой линией морского побережья, а морские порты страны представляют собой стратегические объекты государства. Вышесказанное предопределяет необходимость совершенствования методов и форм управления развитием портовой инфраструктуры на основе современных подходов.

По данным Федерального агентства морского и речного транспорта Российской Федерации, в настоящий момент морское портовое хозяйство страны представлено 67 морскими портами мощностью около 1003,6 млн. тонн в год с протяженностью причального фронта порядка 148 тысяч погонных метров[4], где обрабатывается около 780 млн. тонн различных грузов.

Несмотря на замедление темпов экономического роста, наблюдаемое с 2012 года, и прогнозируемую отрицательную динамику по ряду отраслей национальной экономики Российской Федерации, грузооборот в морских портах с каждым годом динамично увеличивается (рисунок 1).

Как видно из данных, представленных на рисунке 1 общий объем перевалки сухих и наливных грузов в морских портах Российской Федерации в 2017 год увеличился в сравнении с 2016 годом на 8,9%, составив 786,4 млн. тонн против 729,1 млн. тонн 2016 года. В контексте настоящей статьи наибольший интерес представляет анализ причин увеличения перевалки наливных грузов (сырая нефть и нефтепродукты относят именно к этой категории грузов).

Рисунок 1 - Объемы перевалки грузов в морских портах Российской Федерации 2016-2017 г.г. (млн. тонн)¹⁴⁵

Увеличение общего объема перевалки наливных грузов в 2017 году обусловлено ростом объема перегрузки сырой нефти на 10,7% и нефтепродуктов на 0,6%. В абсолютной величине объемы перевалки сырой нефти составили 252,3 млн. т. Причины увеличения объема перегрузки сырой нефти и нефтепродуктов обусловлены увеличением объемов добычи сланцевой нефти за счет ведения в промышленную эксплуатацию разработанных месторождений баженовской свиты и Арктики, и как, следствие, увеличение доли экспорта сырой нефти в страны Европейского Союза, Китай, Японию. По данным Министерства Энергетики Российской Федерации (далее – Минэнерго) в 2017 году суммарный объем вывоза российской нефти с таможенной территории Российской Федерации различными видами транспорта составил 257,0 млн. т., увеличившись по отношению к 2016 г. на +2,8 млн. т (+1,1 %). [9] Сравнивая абсолютную величину объемов перевалки сырой нефти и общие объемы экспорта сырой нефти с территории Российской Федерации, можно говорить о том, что морской транспорт является приворотным видом транспорта для перевозки сырой нефти. Железнодорожным, трубопроводным и автомобильным видами транспорта перевозится всего 25 млн. тонн сырой нефти. Вместе с тем, нельзя однозначно утверждать, что объем перевалки сырой нефти и нефтепродуктов через морские порты Российской Федерации будет динамично расти и в дальнейшем. Учитывая текущую мировую политику и заключение ряда соглашений, в том числе со странами ОПЕК, по сокращению объемов добычи сырой нефти, можно предположить, что в 2019 и 2020 году объем перевалки сырой нефти и нефтепродуктов через морские порты страны снизится по сравнению с текущим объемом. Сокращение объемов перевалки сырой нефти и нефтепродуктов в месторождениях, ориентированных на морской транспорт чревато простаиванием мощностей таких портов. Стоит отметить, что такое утверждение не безосновательно.

Исторические данные, о динамике функционирования морских портов Российской Федерации, проанализированные автором статьи, говорят о том, что основным фактором тормозящим развитие портовой инфраструктуры в отдельных регионах страны является снижение объемов добычи сырой нефти. Так, с 2011 по 2012 год, из-за снижения добычи на нефтегазовом месторождении Южное Хыльчуйское на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, расположенного в Ненецком автономном округе страны, реальные запасы которого оказались меньше прогнозных примерно в 2 раза (около 3800

¹⁴⁵ Составлено автором

тыс. тонн) снизилась перевалка сырой нефти через морской ледостойкий отгрузочный причал Варандей.

По причине сокращения объемов добычи сырой нефти, снизился и объем ее перекачки через морской терминал Каспийского трубопроводного консорциума (КТК-Р) в Новороссийске в 2011 до 31,8 млн. тонн, по сравнению с 35,0 млн. тонн в 2010 году. Сокращение объемов перевалки сырой нефти, по причине сокращения ее добычи, наблюдалось также в морском торговом порту Приморск – крупнейшем российском нефтеналивном порту на Балтике, и в Спецморнефтепорту Козьмино, расположенному в заливе Находка.

Вместе с тем, нельзя прогнозировать, что объемы перевалки сырой нефти снизятся сразу во всех портах страны. С большей долей вероятности можно утверждать, что динамика перевалки сырой нефти и нефтепродуктов по каждому порту будет зависеть от того снизятся ли объемы добычи конкретных месторождений, ориентированных на морской транспорт. По мнению автора статьи, государство не будет снижать объемы добычи на месторождениях, ориентированных на приоритетных импортеров российской нефти. Так, например, сахалинские нефтяные месторождения обеспечивают конкурентной низко сернистой сырой нефтью страны Азиатско-Тихоокеанского региона, являющиеся приоритетными импортерами российской нефти, поэтому даже при сокращении общего объема добычи для Российской Федерации не выгодно сокращать объемы добычи на таких месторождениях. Доставка сырой нефти и нефтепродуктов с сахалинских месторождений до конечных покупателей осуществляется, преимущественно, через морской порт Де-Кастри в Ульчском районе Хабаровского края ввиду его близости к странам Азиатско-Тихоокеанского региона. Учитывая вышесказанное, однозначно утверждать о возможном сокращении объемов перевалки сырой нефти через морской порт Де-Кастри в Ульчском районе Хабаровского края за счет общего сокращения объемов добычи, вряд ли стоит. Важно также отметить, что в 2010-2012 годах, когда также наблюдалось общее сокращение объёмов добычи сырой нефти в Российской Федерации и, как следствие, сокращение объемов перевалки наливных грузов во многих морских портах страны, объемы перевалки сырой нефти через морской порт Де-Кастри показывали динамику роста.

Аналогичным образом, по мнению автора статьи, не стоит прогнозировать и снижение объема перевалки сырой нефти через порты Арктического бассейна. Поскольку нефть, добываемая на Приразломном месторождении (сорта Arctic Oil (ARCO)) достаточно тяжёлая по сравнению с традиционной российской экспортной нефтью, а также другими сортами нефти европейского региона, также имеет приоритетных импортеров – страны Северо-Западной Европы. Такая нефть подходит только для глубокой переработки на сложных нефтеперерабатывающих заводах Северо-Западной Европы, а точнее на заводах так называемого региона ARA (Амстердам – Роттердам – Антверпен) [10], единственным способом транспортировки такой нефти с месторождений является морской транспорт.

Возвращаясь к вопросу об объемах перевалки грузов в морских портах Российской Федерации, необходимо отметить, что по статистическим данным Министерства транспорта Российской Федерации общий объем перевалки грузов в национальных морских портах динамично увеличивается и в 2018 году. Так, в первом полугодии 2018 года общий объем перевалки грузов вырос на 2,8%[5].

Анализируя перевалку грузов через систему российских морских портов нельзя не отметить особенности перевалки отечественных внешнеторговых грузов через порты соседних государств. Ежегодно, из-за простаивания мощностей, большой стоимости перевалки и судозахода, а также ряда других политических и экономических причин в зарубежные морские порты уходит более 46 млн. тонн российских грузов.

Доля объема перевалки российских грузов в направлении портов стран Балтии и Украины от общего объема перевалки российских грузов постепенно снижается. Указанное

обусловлено существенным снижением объемов перевалок наливных грузов (сырой нефти и нефтепродуктов) через порты указанных государств (рисунок 2).

Однако доля перевалки российских сухих грузов (в частности, грузов следующей номенклатуры: зерно, уголь, минеральные удобрения, грузов в контейнерах, руды) в морских портах стран Балтии и Украины продолжает оставаться достаточно высокой.

Рисунок 2 - Перевалка российских грузов через морские порты Балтии и Украины (млн. тонн)¹⁴⁶

Анализируя данные представленные на рисунке 2 можно увидеть четкую тенденцию падения объемов перевалки нефти и нефтепродуктов через страны Балтии и Украину. В целом, через зарубежные порты за 2017 года перевалено 46,4 млн. тонн российских грузов: объем перевалки грузов через порты стран Балтии составил 36,7 млн. тонн, через порты Украины – 9,7 млн. тонн. Говоря об изменениях внутри номенклатуры грузов объема перевалки российских грузов в направлении портов стран Балтии и Украины, следует отметить, что доля наливных грузов сократилась более чем в 2 раза, а доля сухих грузов наоборот выросла на 0,15%.

Устойчивое снижение перевалки и бункеровки сырой нефти и нефтегазовых продуктов через зарубежные порты обусловлено тремя факторами: снижением к минимуму торговых отношений с Украиной (на которую приходилась большая доля перевалки наливных грузов), динамичным развитием российской портовой инфраструктуры, а также увеличением объемов поставок сырой нефти и нефтегазовых продуктов с использованием Северного Морского пути и отгрузок через Дальневосточный регион.

Происходит также постепенная, не резкая, переориентация части российских экспортных нефтепотоков, как в качественном, так и в количественном плане, с европейского направления на дальневосточное. Это вызвано, на наш взгляд, рядом обстоятельств, из которых выделим главным образом технико-экономические причины.

Во-первых, рынок энергоносителей стран-членов ЕС регламентируется так называемым «Третьим энергетическим пакетом», одним из положений которого является диверсификация поставщиков. После мирового нефтяного кризиса 1973 года было принято решение импортировать энергоносители из нескольких источников (до кризиса нефть закупалась практически только в странах арабского мира). Странам ЕС удалось диверсифицировать источники поставок нефти. Так, теперь в импорте нефти стран ЕС доля России достаточно велика: в 2015 году – 29,5% (55,6 млн.т), в 2016 г. – 31,8% (48,5%), в 2017 г. – 29,0% (57,5 млн.т).

Во-вторых, начиная с 2000 года ЕС приступил к постепенному закрытию нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), объясняя это в основном оптимизацией мощностей, экологическими проблемами, необходимостью модернизации оборудования. В результате, из 148 НПЗ, функционирующих на момент 2000 года в странах ЕС и имеющих общую мощность 852 млн.т/г к концу 2017 года осталось 111 заводов мощностью 765 млн.т/г. Таким образом, общий объем нефтепереработки в ЕС за последние 17 лет упал на 87 млн.т.

¹⁴⁶ Составлено автором

Вместе с тем, общемировая доля НПЗ за аналогичный период выросла на 116 ед. – с 784 в 2000 году до 863 в 2017 году. Возросла и совокупная мощность НПЗ в мире с 4,153 млрд.т/г до 4,911 млрд.т/г.

В настоящее время ЕС остро нуждается в нефтепродуктах, так по статистическим данным дефицит дизельного топлива составляет порядка 43-44 млн.т, эти объемы ввозятся из-за рубежа, причем 63-64% поставок - из России [11]. Поэтому общая тенденция, которая просматривает снижение объемов нефтепереработки внутри ЕС безусловно компенсируется импортом нефтепродуктов, преимущественно российского производства.

По мнению автора статьи, с выходом на проектную мощность двух нефтепродуктопроводов проект «Север» - 25 млн.т дизельного топлива в направлении на порт Приморск и проект «Юг» - 11 млн.т дизельного топлива в направлении на порт Новороссийск, будет изменена пропорция по поставкам на экспорт нефти и нефтепродуктов на ЕС через Балтику и Черное море, что, в свою очередь скажется на объемах перевалки в морских портах.

В-третьих, нельзя не отметить экологические требования в ЕС к различным видам топлива, характеризующиеся снижением практически до нуля содержания серы, азота и их соединений. Это обстоятельство заставляет российских экспортеров следовать указанным требованиям и вывозить продукцию, которая производится на современных установках, построенных и/или модернизированных сравнительно недавно.

С пуском нефтепровода ВСТО на рынки Дальнего Востока стала поступать новая марка нефти ESPO с низким содержанием серы – 0,65%. Первый танкер «Московский университет» с нефтью сорта ESPO был отгружен 29.12.2009 года в терминале Козьмино (конечный пункт нефтепроводной системы ВСТО). Для этого пришлось закачивать низкосернистые нефти и забрать часть объемов такой нефти с западного направления, что вызвало определенное недовольство НПЗ, расположенных в западной части России, поскольку они стали получать высокосернистую нефть.

Высокосернистая нефть стала поступать и в ЕС. Так, нефть марки Urals с содержанием серы 1,5 – 1,7% через нефтепроводы, выходящие на морские порты, и через нефтепровод «Дружба» стала поступать в страны Европы, а объем нефти марки Urals поставляемой в ЕС составляет 56-57% от общего объема всей поставляемой нефти в ЕС. Вместе с тем, нельзя однозначно утверждать, что развитие транспортировок нефти в дальневосточном направлении с помощью морских перевозок существенно усугубит отношения в части торговли нефтью между ЕС и Россией. В настоящий момент большая часть функционирующих в ЕС НПЗ все-таки адаптирована под использование высокосернистых нефтей различных марок, и несмотря на общую тенденцию по снижению количества НПЗ в странах ЕС, для полного перехода на нефть с низким содержанием серы странам ЕС понадобится не один десяток лет. В поддержку данной позиции говорит и тот факт, что наряду с российской нефтью, имеющей высокую сернистость в страны ЕС продолжает поставляться иракская нефть с высоким содержанием серы: марки Kirkuk – 2,24%, в Basrah Blend – 2,92%. Общий объем поставок такой нефти в ЕС составляет до 12 млн.т в год.

Если говорить о дальнейшем наращивании транспортировок нефти морским транспортом в дальневосточный регион, то здесь решающее значение будет играть и статус нефти сорта ESPO на мировом рынке, имеющий преимущества перед всеми остальными сортами российской нефти на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

В частности необходимо воплотить в жизни идею о присвоении нефти сорта ESPO статуса маркерного сорта (бенч-марк), который будет обеспечен не только гарантированными объемами поставок и стабильными характеристиками качества с тенденцией на улучшение, но развитым ликвидным рынком биржевых инструментов, для того, чтобы котировки проводились на основе российского сорта ESPO. В настоящее время за эталон при определении цены на нефть в дальневосточном регионе берется маркерный сорт Dubai Crude. Для того чтобы российский сорт ESPO стал маркерным сортом на

дальневосточном направлении необходимо соблюдение современных требований к бенчмарку нефти: стабильное качество; надежность поставок, долгосрочные объемы добычи; заметность на рынке (наличие значительного количества потребителей сорта); развитая нефтетранспортная система, обеспечивающая гарантированные поставки потребителям нефти; развитый ликвидный рынок биржевых инструментов: фьючерсов, форвардных сделок, спрэдov и тд.

Сорт ESPO удовлетворяет всем вышеуказанным требованиям, за исключением одного – развитого рынка нефтяных фьючерсов, который в нашей стране находится в зачаточном состоянии. Именно по этой причине российская нефть сорта ESPO пока не может приниматься в качестве маркера на дальневосточном рынке. Указанное требует решения соответствующих проблем на государственном уровне.

Рассмотрев экономические причины, обуславливающие, помимо прочего, перспективы транспортировки нефти и нефтепродуктов морским транспортом, вернёмся к текущему состоянию морской транспортной системы страны и перспективах транспортировки нефти и нефтепродуктов морским транспортом. Начиная с 2010 года, в Российской Федерации реализуются различные государственные программы по развитию национальной транспортной системы: Федеральная целевая программа «Развитие транспортной системы России», утвержденная Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.12.2001 №848[1] (мероприятия программы реализовывались до 1 января 2018 года) и государственной программы Российской Федерации «Развитие транспортной системы», утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 20.12.2017 №1596[2] (начиная с 1 января 2018 года).

Результатом выполнения мероприятий Федеральной целевой программы «Развитие транспортной системы России», утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.12.2001 №848 стало введение в эксплуатацию современных высокотехнологичных механизированных комплексов по перегрузке углеводородов мощностью более 300000 тыс. тонн, а также строительство железнодорожных и автомобильных подходов на подходах к портам: Мурманск на восточном берегу Кольского залива Баренцева моря, Калининград на юго-восточном побережье Балтийского моря, Усть-Луга в Ленинградской области, Новороссийск на Черном море, Тамань на Таманском полуострове в районе мыса Железный Рог, Оля Лиманского района Астраханской области, Восточный в бухте Врангеля залива Находка Японского моря, порт Ванина в Хабаровском крае.

Особое внимание уделялось и развитию самой портовой инфраструктуры таких глубоководных портов как: Мурманск, Усть-Луга, Калининград, Тамань, Восточный, порт Ванина. Указанные порты развиваются как порты-хабы, в том числе для обеспечения международных транспортных коридоров

Вместе с тем, несмотря на динамичное развитие морской портовой инфраструктуры, нельзя не говорить о существующих проблемах. Так, при наличии большого спроса, в Российской Федерации продолжает существовать проблема, связанная с отсутствием современных портовых причалов, способных принимать суда с осадкой до 18 метров, с высокой производительностью погрузки (например, 150 контейнеров в час на 1 судно), терминалов по разгрузке и распределению сжиженного природного газа (СПГ) и др. Кроме того, продолжает оставаться острой проблема около портовой инфраструктуры, связанная с отсутствием соответствующих транспортных подходов. Так, например, не все прибрежные терминалы сырой нефти и нефтепродуктов в морских портах Российской Федерации могут предоставить возможность перегружать углеводородное сырье на альтернативные виды транспорта и облегчить перевалку. Зачастую ситуация складывается таким образом, что ряд терминалов предоставляет возможность только для выгрузки нефти и нефтепродуктов для перевозки грузовиком, другие только облегчают перевалку нефти и нефтепродуктов, третьи предоставляют выгрузку только на железнодорожный транспорт. Таким образом, в

большинстве современных российских портов отсутствует комплексная портовая инфраструктура, позволяющая эффективную транспортировку и распределение сырой нефти и нефтепродуктов.

Важно отметить, что общая доля перевалки грузов неравномерно дифференцирована по российским морским портам (рисунок 3).

Рисунок 3 – Перевалка грузов в морских бассейнах Российской Федерации (тыс. тонн)
147

Рассматривая объемы перегрузок грузов в распределении по морским бассейнам, следует отметить, что в 2017 году лидирующее место по объему перегрузок продолжает сохранять Азово-Черноморский морской бассейн, в котором перегружается 34,3% от общего объема грузов. На втором и третьем месте Балтийский и Дальневосточный бассейны, в которых перегружается 31,5% и 24,4% от общего объема грузов соответственно. Доля Арктического бассейна составляет не многим более 9,3%, а Каспийского – 0,5%.

Несмотря на то, что все морские порты Российской Федерации выступают в качестве единой транспортной системы, их функционирование и развитие в каждом морском бассейне имеют свои особенности. Свои особенности имеет, и транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов через порты различных морских бассейнов страны. Поэтому анализ современного состояния и перспектив развития транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов через морские порты Российской Федерации необходимо проводить исходя из особенностей каждого морского бассейна страны (таблица 1).

Таблица 1
Объем перевалки грузов (по видам грузов) в морских бассейнах Российской Федерации (тыс. тонн)

	Арктический бассейн		Балтийский бассейн		Азово-Черноморский бассейн		Каспийский бассейн		Дальневосточный бассейн	
	сух	налив	сух	налив	сух	налив	сух	налив	сух	налив
2006	18834	18801	55613	98569	43225	111731	4090	718	52762	16340
2007	18748	16609	63679	110460	44786	110711	5962	431	53443	26233
2008	22920	17041	63749	111288	44697	104667	4958	4868	55458	24947
2009	21180	31373	54333	116452	58459	112477	5968	4008	58441	33732
2010	19558	30952	63265	113940	57856	111476	6450	4473	64483	53580
2011	22325	18726	71984	113706	63554	109215	5603	4966	71126	54386
2012	23859	14881	75497	131764	69153	107540	4650	5383	78550	55762

¹⁴⁷ Составлено автором

2013	24601	21559	82136	133903	63056	111875	3083	4786	82247	61424
2014	25206	9785	89800	133692	81071	130269	3519	4411	96977	65588
2015	24927	10447	87803	142935	98490	134494	3063	3617	98041	72995
2016	26582	23174	89718	146881	105331	138734	3169	2870	111011	74540
2017	29118	44156	105059	142436	118557	151121	2884	1103	117417	74308

Наиболее значимым, с точки зрения транспортировки сырой нефти, является Арктический бассейн, поскольку наибольшие запасы нефти в настоящий момент сосредоточены в баженовской, абалакской и фроловской свитах Западной Сибири, а также труднодоступных месторождениях в Арктической зоне – Приразломного, Новопортовского и Восточно-Мессояхского. По заявлению заместителя главы Минэкономразвития Российской Федерации Александра Цыбульского, сделанного в 2017 году, «добыча нефти на арктическом шельфе России к 2030 году, по консолидированным оценкам экспертов, возрастет в 3,6 раза, до 2,2 млн. баррелей в нефтяном эквиваленте (н.э.) в сутки»[7].

Первым и пока единственным месторождением на российском шельфе Арктики, где ведется добыча нефти, в настоящий момент является месторождение Приразломное. В 2013–2014 годах на указанном месторождении было добыто более 300 тыс. тонн нефти, а в 2017 году эта цифра возросла более чем в 2,5 раза. В настоящий момент добыча нефти осуществляется из трех скважин из шести построенных. Российская ПАО «Газпром нефть» к 2023 году планирует увеличить количество функционирующих скважин до 32[8]. В планах ПАО «Газпром нефть» расширение географии стран-импортеров за счет рынков Азиатско-Тихоокеанского региона – по Северному морскому пути. Однако перспективы такого сотрудничества в настоящий момент туманны, в том числе из-за отсутствия соответствующей портовой инфраструктуры.

В Арктическом бассейне в настоящий момент расположены девятнадцать российских морских портов, которые заняты, в основном, перевалкой внешнеторговых и каботажных грузов. Наливные грузы портов арктического бассейна представлены в основном сырой нефтью и нефтепродуктами. Как видно из данных, представленных в таблице 1, с 2006 года по 2017 год доля наливных грузов в портах Арктического бассейна выросла более чем на 100%: с 18800,9 тыс. тонн до 44156 тыс. тонн соответственно. Рост доли наливных грузов обусловлен увеличением объемов добычи нефти, и как было отмечено ранее увеличением экспорта российской сырой нефти и нефтепродуктов в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Также увеличение объема перевалок грузов через порты Арктического морского бассейна связаны с созданием в 2009 году в крупнейшем порту бассейна - Порту Мурманск портовой особой экономической зоны (ПОЭЗ). Целью создания ПОЭЗ было создание условий для привлечения отечественных и иностранных инвестиций в строительство и реконструкцию портовой инфраструктуры, а также стимулирование развития портового хозяйства для повышения конкурентоспособности на мировом рынке портовых услуг.

Увеличение перевалки грузов в каботаже обусловлено началом работы порта Сабетта (ООО «Газпромнефть-Ямал, ПАО «Стивидоры Ямала»), перевалкой сырой нефти на рейдовом перегрузочном комплексе в порту Мурманск (ООО «РПК Норд») и на Варандейском терминале. Рост перевалки в транзите связан с увеличением транспортировки сырой нефти из Казахстана через порт Новороссийск (КТК-Р).

Все порты Арктического бассейна принято условно дифференцировать на три группы. К первой относят порты, имеющие железнодорожные подходы, связанные с транспортной системой страны: Мурманск, Архангельск, Витино и Кандалакша. На указанные порты приходится более 80% перевалки всех грузов Арктического бассейна.

Вторая группа морских портов: Варандей и Дудинка, не имеет интеграции с железнодорожной сетью страны и, считается, что сосредоточена на обслуживании интересов

одной компании, несмотря на то, что в 2012 году порт Дудинка получил статус международного порта.

Остальные 13 морских портов расположены в труднодоступных районах, где отсутствуют соответствующие коммуникации, необходимые для обеспечения перевалки сырой нефти и нефтепродуктов, поэтому в большинстве случаев порты используются для обеспечения жизнедеятельности населенных пунктов, в которых они расположены с ближайшими окрестностями. Пропускная способность таких портов не используется на полную мощность и варьируется от 5 до 50% от имеющейся мощности.

За исключением незамерзающего в зимнее время порта Мурманск, все остальные порты Арктического бассейна большую часть года функционируют в сложных климатических условиях, характеризующихся низкими температурами и покрытыми льдами акваториями. Указанное определяет специфику работы портов, в частности, использование портовых ледоколов для расчистки акватории, и использование ледовой проводки линейных ледоколов, в том числе атомных, для доставки грузов к месту их получения или дальнейшей перевалки.

В настоящий момент через порты Арктического бассейна проходят так называемые грузы «северного завоза», обеспечивающие жизнедеятельность малых народов Севера, а также грузы, используемые для разработки месторождений полезных ископаемых на серверных территориях. Кроме того порты Арктического бассейна являются важным звеном в обеспечении обслуживания Северного морского пути. В последнее время принимаются все необходимые меры по расширению функции портов Арктического бассейна: снабжению, бункеровке, аварийному ремонту судов и другим мероприятиям в данном направлении.

Стратегической задачей государства является также переориентировка портов Арктического бассейна на перевалку углеводородного сырья, в частности сырой нефти, нефтепродуктов и СПГ, поступление которых в порты будет осуществляться с шельфовых месторождений российских северных морей. Специально для перевалки указанных грузов была существенным образом модернизирована портовая инфраструктура портов Варандей и Харасавэй, реализуются проекты по строительству объектов инфраструктуры нового морского порта: Сабетта. С 2009 года разрабатывается проект строительства нового глубоководного порта Териберка в Мурманской области. Важно отметить, что строительство новых портов в Арктическом морском бассейне осуществляется в труднодоступных районах, поэтому требует гораздо больше инвестиций, нежели строительство портов в остальных бассейнах.

Как было отмечено ранее, на втором месте по объемам переваливаемых грузов находятся порты Балтийского морского бассейна. Такая динамика обусловлена близостью портов к самым развитым промышленным районам страны и стратегическим партнёрам среди стран Европы. Очевиден тот факт, что существующая динамика будет наблюдаться как в краткосрочной, так и в среднесрочной и долгосрочной перспективе, ввиду того, то именно через порты Балтийского морского бассейна проходят потоки практически всей номенклатуры грузов.

В Балтийском морском бассейне расположены семь российских морских портов: Большой порт Санкт-Петербург, Приморск, Высоцк, Выборг, Усть-Луга, Калининград и Пассажирский порт Санкт-Петербург. Как и порты Арктического морского бассейна, порты Балтийского морского бассейна заняты перевалкой внешнеторговых и каботажных грузов, лишь небольшая часть грузов (чуть более 1%) приходится на транзитные грузы. Главные грузопотоки идут через порты Усть-Луга (в большей степени сухогрузы) и Приморск (наливные грузы). Инфраструктура указанных портов динамично развивается. Вместе с тем один из крупнейших портов Балтийского бассейна – порт Санкт-Петербург не имеет возможности к расширению, поскольку ограничен городскими постройками и магистралями. Главной особенностью Балтийского бассейна также является наличие Калининградской области, связь с которой реализуется через морскую железнодорожную переправу: Усть-

Луга – Балтийск – порты Германии. Несмотря на значимость портов Балтийского бассейна, перевалка наливных грузов через такие порты в 2017 году снизилась за счет падения объема перевалки сырой нефти на 5% и нефтепродуктов на 1,1%. Такая динамика снижения не удивительна по причине того, что порты Балтийского бассейна достаточно удалены от объектов нефтегазовой инфраструктуры страны, а успешная реализации проектов по строительству портов вблизи основных месторождений, сводит на нет необходимость в перевалке сырой нефти и нефтепродуктов через порты, удаленные от месторождений.

Чуть больший суммарный объем перевалки грузов по сравнению с Балтийским морским бассейном имеет Азово-Черноморский морской бассейн, на котором расположено шестнадцать морских портов, являющихся конечными пунктами российского участка международного транспортного коридора «Север-Юг».

В отличие от портов Арктического морского бассейна и портов Балтийского морского бассейна, порты Азово-Черноморского морского бассейна переваливают внешнеторговые и транзитные грузы, доля же каботажных грузов составляет чуть более 1% в общем объеме грузооборота.

Из представленных в таблице 1 данных видно, что объем перевалки сухих грузов в портах Азово-Черноморского морского бассейна с 2006 года по 2017 года увеличился почти на 200%, а объем перевалки наливных грузов на 50%. Указанное связано, прежде всего, с расширением количества портов бассейна в связи с присоединением в 2014 году Крымского полуострова к Российской Федерации.

Порты Азово-Черноморского морского бассейна дифференцируются на три группы, первая из которых представлена портами, расположенными на побережье Черного моря. Такие порты являются глубоководными незамерзающими и имеют колоссальный потенциал для дальнейшего развития. Вторая группа портов – это мелководные порты Азовского моря, не имеющие перспектив для дальнейшего развития. Соответственно, третья группа представлена портами, расположенными в курортных городах.

На третьем месте по грузообороту находится Дальневосточный морской бассейн, на котором расположено 22 российских морских порта, задействованных в перевалке внешнеторговых и каботажных грузов.

Более 85% грузооборота Дальневосточного морского бассейна приходится на стратегические порты, расположенные в Хабаровском и Приморском краях: Восточный, Ванина, Находка, Пригородное, Владивосток. Первые четыре порта из вышеназванных, входят десятку самых крупных портов страны и представляют собой ключевые элементы железнодорожно-морских транспортных узлов. Так, через паромную переправу Ванино – Холмск обеспечивается связь материковой части страны с островом Сахалин.

Объем перевалки сухих грузов через порты Дальневосточного морского бассейна увеличился с 2006 года по 2017 год на 64655 тыс. тонн, а объем перевалки наливных грузов на 57972 тыс. тонн.

Также как и порты Арктического морского бассейна, порты Дальневосточного морского бассейна имеют стратегическое значение для транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов.

Так, через порты Восточный, Ванина, Находка, Владивосток, и Посьет, осуществляется транспортировка нефти, как на территории страны, так и на экспорт, за счет инфраструктурной возможности терминалов портов по выходу к железнодорожным подходам или системам магистральных трубопроводов. Часть портов (Пригородное и Де-Кастри) и вовсе имеет непосредственную связь с трубопроводами с шельфовыми месторождениями Сахалина. Грузооборот указанных портов составляет около 16% от грузооборота портов бассейна.

Остальные пятнадцать портов Дальневосточного морского бассейна расположены в местностях, где отсутствуют сухопутные коммуникации, поэтому такие порты

сосредоточены на обеспечении перевалки грузов для обеспечения населенных пунктов, в которых они расположены, с ближайшими окрестностями.

Несмотря на то, что порты Дальневосточного бассейна достаточно удалены от центральных областей страны, они находятся вблизи стран Азиатско-Тихоокеанского региона, являющихся стратегическими партнерами страны на рынке нефти и нефтепродуктов и конечными пунктами Международного транспортного коридора «Восток-Запад». В условиях глобального наращивания объемов экспорта российской нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, порты Дальневосточного бассейна в долгосрочной перспективе покажут большую динамику роста оборотов перевалки наливных грузов, и, предполагается, сравняются по объему с показателями Балтийского морского бассейна.

Самым маленьким морским бассейном по объему перевалки грузов является Каспийский морской бассейн, на котором расположено всего три отечественных морских порта: Астрахань, Оля и Махачкала, перегружающих, в основном, внешнеторговые и транзитные грузы.

Важно отметить, что в 2017 году наблюдалось снижение объема перегрузки наливных грузов Дальневосточного морского бассейна, что было обусловлено падением объема перевалки нефтепродуктов на 2,7%, сырой нефти на 0,9%.

Особенности Каспийского бассейна обусловлены его местоположением. В настоящее время на побережье Каспийского моря находятся пять стран: Россия, Азербайджан, Казахстан, Туркменистан, Иран, интересы которых, не совпадают по многим вопросам. Кроме того, в регионе сосредоточены сразу несколько «горячих точек»: российский Кавказ; Нагорный Карабах, Иран. Вышеназванные обстоятельства создают серьезные препятствия по развитию российских морских портов Каспийского бассейна, в том числе в части развития перевозок нефти и нефтепродуктов.

По итогам 2017 года грузооборот морских портов Каспийского бассейна продолжил снижение: объем перевалки наливных грузов сократился в 2,5 раза до 1,1 млн. тонн, за счет уменьшения объема перевалки сырой нефти в 2,8 раза.

Подводя итог анализу текущего состояния и перспектив транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов через морские порты Российской Федерации важно отметить, что за последние 12 лет, объёмы перевозки сырой нефти и нефтепродуктов показывают ежегодную динамику роста. Исключением являлся лишь 2011 год, когда наблюдалось существенное снижение объёмов экспорта российской нефти. Следует отметить, что за последние пять лет тенденция роста объемов перевозки нефтегазовых продуктов выражена более ярко.

Также наблюдается устойчивое снижение перевалки и бункеровки нефтегазовых продуктов через зарубежные порты, которое обусловлено как строительством соответствующих российских терминалов, так и увеличением объемов поставок нефтегазовых продуктов с использованием Северного Морского пути и отгрузок через Дальневосточный регион. Использование нефтеналивных судов ледокольного типа в портах Дальневосточного региона показывает высокие темпы развития данного направления.

Тенденция увеличения транспортировок нефти и нефтепродуктов через дальневосточный регион обусловлена и появлением новых игроков – стран Азиатско-Тихоокеанского региона, среди которых существенно увеличился спрос на российскую нефть низкой сернистости сорта ESPO.

Следует отметить, тенденцию развития, как Дальневосточного края, так и увеличения объемов отгрузки нефтегазового сырья через порты Азово-Черноморского бассейна. Также последние годы прослеживается повышенный интерес к портам Арктического бассейна, что положительно отражается на показателях отгрузки нефтегазовых продуктов через данный регион за последние два года. Очевидно устойчивое снижение динамики показателей транспортировки сырья через порты Каспийского бассейна. Можно отметить интенсивное падение объемов отгруженной продукции нефти и газа в Каспийском регионе с 2010 года, что говорит о снижении актуальности в настоящее время перевозок в данном направлении.

Увеличились и поставки дизельного топлива ЕС, преимущественно морским и автомобильным транспортом. Обусловлено это тем, что в ЕС за последние 17 лет существенно сократилось количество НПЗ ввиду высоких требований к экологической безопасности (сокращение выбросов углеводородов), а, соответственно, и появилась потребность в импорте уже готовых нефтепродуктов – преимущественно дизельного топлива дефицит которого в ЕС высок, основным поставщиком которого является Россия. с выходом на проектную мощность двух нефтепродуктопроводов проект «Север» - 25 млн.т дизельного топлива в направлении на порт Приморск и проект «Юг» - 11 млн.т дизельного топлива в направлении на порт Новороссийск, будет изменена пропорция по поставкам на экспорт нефть/нефтепродукты на Европу через Балтику и Черное море, что, в свою очередь скажется на объемах перевалки в морских портах.

В перспективе, кроме увеличения доли поставок нефтепродуктов (дизельного топлива) в страны ЕС, перед Россией стоит задача по дальнейшему развитию экспорта нефтепродуктов через морские порты в дальневосточном направлении. В качестве одного из факторов решения проблемы видится воплощение в жизнь идеи о присвоении нефти сорта ESPO статуса маркерного сорта, который будет обеспечен не только гарантированными объемами поставок и стабильными характеристиками качества с тенденцией на улучшение, но развитым ликвидным рынком биржевых инструментов, для того, чтобы котировки проводились на основе российского сорта ESPO. В настоящее время в России рынок биржевых инструментов развит недостаточно, что требует решения соответствующих проблем на государственном уровне.

Список используемой литературы

1. Постановление Правительства РФ от 05.12.2001 №848 (ред. от 20.09.2017, с изм. от 12.10.2017) «О Федеральной целевой программе «Развитие транспортной системы России (2010 - 2021 годы)»// Собрание законодательства РФ, 17.12.2001, №51, ст. 4895.
2. Постановление Правительства РФ от 20.12.2017 №1596 (ред. от 23.10.2018) «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие транспортной системы»// Собрание законодательства РФ, 01.01.2018, № 1 (Часть II), ст. 340.
3. Стратегия развития морской портовой инфраструктуры России до 2030 года (одобрена Морской коллегией при Правительстве РФ 28.09.2012)//СПС «Консультант плюс»
4. Официальный сайт Федерального агентства морского и речного транспорта Российской Федерации. Режим доступа: http://www.morflot.ru/portyi_rf.html (дата обращения 01.11.2018 г.)
5. Официальный сайт Министерства транспорта Российской Федерации. Режим доступа: <https://www.mintrans.ru/press-center/news/8755> (дата обращения 01.11.2018 г.)
6. Русаков В.И. Отдельные вопросы и значимость морских перевозок грузов в условиях развития цифровой экономики // Право и экономика. 2018. № 8. С. 49 - 54.
7. [Электронный ресурс] Режим доступа URL: <http://tass.ru/ekonomika/4135363>(дата обращения 17.06.2018 г.)
8. [Электронный ресурс] Режим доступа URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/555/1113344/>
9. [Электронный ресурс] Режим доступа URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1210> (дата обращения 03.12.2018 г.)
10. [Электронный ресурс] Режим доступа URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/555/1113344/> (дата обращения 03.12.2018 г.)
11. [Электронный ресурс] Режим доступа URL: <https://www.fuelseurope.eu/wp-content/uploads/FuelsEurope-Statistical-Report-2018.pdf> (дата обращения 21.01.2019 г.)

Новые требования Международной морской организации по содержанию серы в бункерном топливе: вызовы для нефтеперерабатывающей отрасли

В последние годы рынок нефти характеризуется нестабильностью и постоянными потрясениями: рост популярности дизельного топлива как альтернатива бензину, стремление КНР к самообеспеченности энергоресурсами и т. д. Однако, данные события нефтяного рынка меркнут на фоне вводимого в 2020г. потенциального регламента Международной морской организации ООН (IMO – International Maritime Organization) на сокращение содержания серы в судоходном топливе с нынешних 3,5% до рекордных 0,5% с 1 января 2020 года. Экологические требования в энергетическом секторе становятся все более жесткими и все чаще определяют направление развития энергетических рынков.

Намерения вводимых ММО требований связаны со снижением выбросов серы в окружающую среду, улучшению экологической ситуации во всем мире и снижением негативного влияния на здоровье населения Земли. Согласно исследованиям и прогнозам ученых уже в первые 5 лет после вступления ограничений в силу, они помогут избежать 700 000 случаев преждевременной смерти от рака и сердечнососудистых заболеваний.

Однако какими последствиями обернется норматив ММО в первую очередь для судоходства и нефтеперерабатывающих предприятий?

Большинство специалистов ожидают дестабилизацию, которая по прогнозам продлится вплоть до 2025 года.

В соответствии с приложением к Протоколу МАРПОЛ¹⁴⁸ [1] в 2005 году уже были выделены районы контроля за выбросами - Emission Control Areas (ECA), ограничивающие содержание выбросов SO_x, NO_x, озоноразрушающих и легких органических веществ, такие как: Балтийское море, Северное море, Североамериканский и Карибский районы контроля выбросов. В 2010 году ограничения содержания серы в районах контроля выбросов Sulfur Emission Control Areas (SECA) были еще более ужесточены, планка была установлена на уровне 1% в 2010г. и на уровне 0,1% в 2015г. Тем не менее, новые требования ММО (IMO), по мнению экспертного сообщества, могут оказаться наиболее серьезными.

Рисунок 18. Зоны контроля выбросов (Emission Control Areas, ECA)

Источник: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2016-december/1115843/>

Международное энергетическое агентство (IEA) отозвалось о данных требованиях как о «самом резком изменении топливных спецификаций».

¹⁴⁸ МАРПОЛ – Международная конвенция по предупреждению загрязнений акваторий судами

По данным международной консалтинговой компании McKinsey&Company в 2018г. спрос на мазут с высоким содержанием серы для судовых бункеров составлял 3,5 млн баррелей в день из 7 млн баррелей в день общего спроса на остаточные продукты. Почти 90% судового топлива содержит 3,5% серы. После вступления постановления в силу глобальная система переработки, вероятнее всего, будет ещё недостаточно оборудована, чтобы удовлетворять объём спроса остаточного мазута с содержанием серы 0,5% на данном уровне.

Традиционно, рынок морского топлива ликвидировал высокосернистый мазут, и у нефтеперерабатывающих заводов не было острой необходимости прибегнуть к дорогостоящей модернизации и гидроочистки. Вводимый ММО норматив приведет к ликвидации, таким образом, части спроса на ВСМ (высокосернистый мазут).

Сегодня в среднем около 2 млн баррелей в день остатков переработки, образующихся при атмосферной перегонке, содержат ниже 0,5% серы, тем не менее, даже этот ограниченный объем не всегда доступен для смешивания мазута. Большая часть этого материала с низким содержанием серы является топливом в секторах, которые не могут перейти на продукты с более высоким содержанием серы.

Из вышеописанного следует, что вводимые требования принесут большие расходы для нефтеперерабатывающих предприятий и морских судов. Модернизация нефтеперерабатывающих заводов – будет неизбежным решением для большинства организаций, в противном случае возникнет переизбыток высокосернистого мазута. Это приведет к росту цен на топлива с низким содержанием серы, в частности, дизельное топливо и бензин. Как известно, увеличение спроса и цен на один вид топлива ведёт к увеличению спроса на другие, тесно связанные с ним виды топлива. Согласно оценкам EnSysEnergy рост цен на определённые виды нефтепродуктов по всему миру возрастет на 11-23%. Для большинства морских судов возникнет необходимость принятия решения о выборе более дорого и малосернистого топлива, издержки, вероятнее всего отразятся на тарифах перевозки грузов.

Таблица 2.

Сравнение различных альтернатив в преддверии регламента IMO 2020г.

	MGO – бункерное легкое топливо (морской газойль)	СПГ	ВСМ + Скрубберы	ULSFO – ультранизкосернистый мазут
+	Широко доступен	Экономическое преимущество над газойлем	Возможность использования дешёвого топлива (ВСМ – 360\$ за т) ¹⁴⁹	Умеренная цена относительно газойля (530\$ за т)*
	Применяется уже длительное время, эксплуатация не вызывает подозрений у заказчиков	Высокая экологичность	Профицит ВСМ	Возможность бендинга как на НПЗ, так и в портах
-	Дороговизна (560\$ за т)* Рост спроса ещё больше повысит цены	230 СПГ-танкеров и 125 морских судов из 93 000 судов морского флота в 2018 г. в мире	Высокие капитальные (Стоимость более 2\$ млн, установка 2-3\$ млн) и эксплуатационные затраты (500\$ тыс)	Небольшой период эксплуатации нового топлива, который может вызывать подозрения со стороны судовладельцев

¹⁴⁹ цены в порту Санкт-Петербурга на 15.02.2019 Источник: <http://portnews.ru/news/272374/>

Капитальные затраты для обеспечения совместимости мазутных двигателей с газойлем	Отсутствует разветвлённой инфраструктуры по снабжению СПГ	Монтаж занимает от 6 до 12 месяцев	Ограниченное количество надежных поставщиков
Дефицит производственных мощностей	Емкости СПГ занимают много места, оставляя меньше пространства для груза	Вес (500т) влияет на грузоподъемность	

Источник: Составлено автором

Одним из видов топлива с низким содержанием серы для судов является морской газойль, который по оценкам McKinsey&Company и Международного энергетического агентства (IEA), будет на первых этапах лидирующим альтернативным путём, по которому пойдут большинство грузоотправителей для соблюдения ММО. Ведь для перехода на использование морского газойля не требуются значительные капитальные затраты и эксплуатационные изменения или продолжительное время простоя.

Поскольку морской газойль является материалом для дизельных двигателей, содержание серы можно контролировать с помощью тех же этапов гидрообработки, которые используются для производства дизельного топлива с низким содержанием серы, и, поскольку пределы содержания серы в дизельном топливе за последние годы были снижены, нефтепереработка значительно расширила эту емкость. Тем не менее, материал дизельного ряда гораздо ценнее, чем ВСМ, потому что он способен смешиваться с дизельным топливом. Даже при условии отсутствия изменений в текущей ценовой политике, переход на морской газойль значительно увеличит стоимость топлива для грузоотправителей.

В связи с этим, многие судовладельцы будут искать альтернативное решение проблемы: установка бортовых скрубберов, переход на СПГ в качестве топлива.

Скруббер, как известно, устройство для очистки от примесей. И в случае выбора первого варианта, грузоотправители могли бы продолжить сжигать высокосернистый мазут (HSFO). Однако капитальные и эксплуатационные затраты на установку скрубберного оборудования достаточно высоки. Также грузоотправителя потеряют время на установку оборудования, поскольку судно будет находиться в сухом доке.

Переход на топливо СПГ также сопряжен со значительными затратами, но самым большим сдерживающим фактором будет являться доступность СПГ как бункерного топлива в связи с отсутствием разветвлённой инфраструктуры по снабжению СПГ. Также на 2018г. в мире лишь 125 кораблей использовали СПГ-топливо, к 2020г. ожидают спуска на воду еще 400 судов на СПГ-топливе, однако это всё же небольшое число из 93 тысяч единиц мирового океанского флота.

ULSFO – ультранизкосернистый мазут характеризуется умеренной относительно газойля ценой, тем не менее, данный вид топлива начал эксплуатироваться лишь в течение нескольких последних лет, что вызывает подозрения со стороны судовладельцев. К тому же существует лишь ограниченное количество надежных поставщиков данного вида топлива.

По вышеперечисленным причинам IEA и McKinsey&Company прогнозируют на начальном этапе переход на использование морского газойля. Затем лидирующую позицию займет ультранизкосернистое топливо. Спрос на высокосернистый мазут снизится в первые годы введения норматива, однако в последующие годы будет оставаться стабильным, так как часть судовладельцев всё же предпочтёт установку скрубберов.

Потребление ULSFO и MGO возрастет на 2,3 млн баррелей в день по оценкам IEA .

По мере того, как грузоотправители переходят на морской газойль, ожидается увидеть следующее изменение. Более высокий спрос на газойль в основном должен будет удовлетворяться за счет более высоких объемов добычи нефти, что будет повышать мировые цены на нефть, надбавки к дистилляту и маржу переработки в целом. По оценкам McKinsey&Company, переход на морской газойль повысит спрос на дистилляты на 1,5 млн. баррелей в день во всем мире, в результате чего нефтеперерабатывающие заводы будут дополнительно перегонять 2,2 млн. баррелей в день сырой нефти.

Рисунок 19 Прогноз спроса на разные виды судового топлива в 2015-2023гг.

Источник: составлено автором на основе данных IEA, BNEF, EIA, McKinsey&Company

Таким образом, последствия данных мер можно описать следующим образом:

1. Снижение цен на высокосернистый мазут изменит ценовой дифференциал между тяжёлыми и легкими нефтепродуктами.
2. Рентабельность НПЗ будет зависеть от ассортимента производимой продукции. Лидирующие позиции займут НПЗ сложной конфигурации, которые оснащены установками гидрокрекинга и сероочистки остатков. Так как данные установки позволяют увеличить производство малосернистого мазута и дистиллятов, таким образом, максимизировать прибыль и преодолеть дестабилизацию на рынке.
3. Вводимый норматив увеличит разницу между малосернистой и высокосернистой сырой нефтью, что непосредственно также отразится на рентабельности НПЗ.
4. Поставщики высокосернистого топлива потеряют большую долю потребителей. Не все НПЗ смогут либо модернизировать производство, либо найти потребителя для реализации высокосернистого мазута как в судоходстве, так и в другой отрасли.
5. Увеличенный спрос на более экологичное топливо усугубит нехватку мощностей по переработке, приведёт к ценовому всплеску не только на газойль или другое низкосернистое судовое топливо (ожидается рост спроса на экологичное топливо 2,5-3,1 млн баррелей в сутки), но и на бензин, авиакеросин и другие нефтепродукты.
6. Расходы судоходных компаний, согласно прогнозу Wood McKinsey, возрастут до 174 млрд долларов год, то есть более, чем на 50%.
7. Ввиду вышеперечисленных факторов повысятся тарифы на грузоперевозки. Это также приведет к увеличению стоимости поставок нефти на НПЗ.

Исходя из вышеописанных глобальных последствий, нефтепереработчикам и судовладельцам возможно справиться с данными ограничениями, минимизировав при этом убытки следующими методами:

- Совершенно ясно, что начать модернизацию НПЗ следовало ранее, но, тем не менее, необходимо уделить внимание мощностям доочистки. Следить за инновациями в способах сероочистки и своевременно внедрять передовые методы в производство. Безусловно введение в эксплуатацию установок сероочистки к 2020г., повлияет на прибыльность НПЗ, однако стоимость таких установок всё же высока (около \$900 млн) и сроки ввода в эксплуатацию могут достигать около 5 лет. Тем не менее, можно инвестировать во вспомогательные установки, которые повышают мощность НПЗ по удалению серы из нефтепродуктов с меньшими капиталовложениями и в более короткие сроки, например, установки десульфуризации и аминовой очистки газа.
- Для тех НПЗ, которые не начали проведение модернизации ранее, выходом из положения могут стать – соглашения по совместному с судовладельцами инвестированию в скрубберы. Таким образом, хоть часть расходов по установке и эксплуатации скрубберов перенимают на себя НПЗ, но всё же сохраняется гарантированный доступ на рынок сбыта высокосернистого мазута.
- Смещение топливных смесей позволит нефтеперерабатывающим заводам снизить затраты, ввиду того, что использование дистиллятов для НПЗ – более дорогостоящий способ создания экологичного топлива, а также извлечь выгоду за счет продажи нефтепродуктов, удовлетворяющих требованию по более высокой цене.
- Оптимизация активов. Данный способ предусматривает продажу, или при отсутствии покупателей, вывод из эксплуатации и переоборудование активов, к примеру, в хранилища.

Для России такие изменения окажут сильное влияние, в силу того, что в России добывается нефть с довольно высоким содержанием серы, и по-прежнему большая часть НПЗ не завершила модернизацию и вероятнее всего, не завершит её в краткосрочной перспективе. К тому же, Россия была и остаётся крупным поставщиком судового мазута. Изучив состояние топливного рынка России в условиях изменения спецификаций ММО в 2020г., провела SWOT-анализ.

Таблица 3.

SWOT-анализ для России в условиях введения топливных спецификаций IMO 2020г.

Сильные стороны	Слабые стороны	Угрозы	Возможности
1. Увеличение доли производства низкосернистого топлива «Газпромнефть Марин Бункер», ПАО «ЛУКОЙЛ»	1. Реализация части крупных проектов по переработке нефтяных остатков лишь в конце 2020г. и позднее.	1. Снижение к 2021г. экспорта российского мазута, что приведет к необходимости модернизации экспортных терминалов и расширению мощностей по перевалке светлых нефтепродуктов	1. По данным Argus Media глубина переработки в 2020г. прогнозируется на уровне 85%
2. Запуск в 2018г. комплекса глубокой переработки остатков на нижекамском НПЗ ТАИФ-НК	2. Отсутствие на территории России СПГ-инфраструктуры для бункеровки.		2. «Газпромнефть Марин Бункер» разрабатывает уникальный в России СПГ-бункеровщик, участвует в формировании законодательной и разрешительной базы СПГ-бункеровок в российских портах.
	3. Отсутствие на		

	территории производителей биотоплива		
--	--	--	--

Хотелось бы отметить, что данный анализ приведен для всей отрасли. Если же анализ проводить относительно лишь сектора нефтепереработки, то проекты СПГ-инфраструктуры будут составлять конкуренцию и послужат скорее угрозой.

Основными игроками Российской нефтепереработки будут являться Газпромнефть, ЛУКОЙЛ, Татнефть, ТАИФ, которые значительно преуспели с модернизацией НПЗ. Глубина переработки нефти на заводах составляет более 90%.

Рисунок 20 Глубина переработки на крупных НПЗ в России в 2019г.

Источник: составлено автором на основе данных официальных сайтов

Роснефть и Сургутнефтегаз не успеют завершить модернизацию.

Помимо этого, Роснефть с 2013г. сократила инвестиции в нефтепереработку со 195 млрд рублей до 65 млрд рублей в 2017г. Срок завершения модернизации был отложен на 7 лет, с 2020г. до 2027г. В то время как другие организации почти завершили процесс модернизации собственных НПЗ, а инвестиции «Газпром нефти» на модернизацию Омского НПЗ и Московского НПЗ в совокупности составили 500 млрд рублей в 2017г. На Омском НПЗ уже с 2017г. производится судовое топливо с улучшенными экологическими характеристиками (ULSFO). В 2016г. специалистами ОНПЗ была разработана технология производства малосернистого судового топлива из гидроочищенного вакуумного газойля каталитического крекинга. Рецепт марки содержит присадку, которая снижает температуру текучести и препятствует оседанию во флотском топливе парафинов.

В первом полугодии 2018г. «Газпромнефть Марин Бункер» увеличила до 100,8 тыс т реализацию экологичного низкосернистого топлива в портах Балтийского моря (Санкт-Петербург, Усть-Луга, Балтийск, Калининград, Приморск)

Татнефть также продемонстрировала хорошие показатели в частности на примере Комплекса Нефтеперерабатывающих и Нефтехимических Заводов «ТАНЕКО», глубина переработки составляет более 98%. Сумма ежемесячных инвестиций Татнефти в проект «ТАНЕКО» составляет 2 млрд рублей.

Ещё одним лидером Российской нефтепереработки является ПАО «ЛУКОЙЛ». На ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез уже в 2015г. удалось добиться глубины переработки 98% благодаря введению в эксплуатацию комплекса переработки нефтяных остатков (КПНО). С 2014г. «ЛУКОЙЛ-МаринБункер» реализует экологическое судовое топливо (RMD-80/ТСЭ) с содержанием серы 0,1%.

Несмотря на то, что выше были рассмотрены проекты в сфере нефтепереработки России, хотелось бы отметить деятельность в сфере развития СПГ-инфраструктуры. На сегодняшний день за исключением 8 газозовов «Совкомфлота», СПГ практически не используется в России в качестве топлива для флота. К тому же, соглашение на бункеровку

подписано с компанией «Shell» у терминала GATE (Gas Access to Europe) в Роттердаме, что свидетельствует об отсутствии собственной газозаправочной инфраструктуры на территории России. ГК «Транспортная интеграция» по заказу Минтранса РФ разработала проект государственной программы, стоимостью 6 млрд рублей, «Расширение использования природного газа в качестве моторного топлива на транспорте и техникой специального назначения» на период 2018-2022гг. Морской транспорт, как один из 5 сегментов транспортного рынка, находится в составе соответствующей подпрограммы, которая должна будет стимулировать постройку СПГ-судов и создание необходимой инфраструктуры для заправки. Особый интерес СПГ-бункеровка представляет для развития арктических проектов. Целесообразнее всего строительство кораблей ледового флота, буксировщиков, плавучих бункеровщиков СПГ, речных пассажирских паров и судов класса река-море. Для реализации госпрограммы были выбраны пилотные регионы: в части строительства бункерной инфраструктуры для морского транспорта – Балтийское море, а для речного – Татарстан.

Однако проблемы предотвращения разлива СПГ, утечки паров метана в атмосферу – остаётся по-прежнему актуальной проблемой. К тому же, Российские игроки могут оказаться неконкурентоспособными в силу того, что страны Запада уже преуспели в развитии СПГ-инфраструктуры.

Говоря об изменении топливных спецификаций, необходимо отметить и проблему фальсификации, с которой уже столкнулись эксперты в районах SECA. На практике уже известны случаи, когда в районах контроля выбросов серы истинное содержание серы значительно отличалось от предельно допустимых значений. На этапе захода судна в акваторию согласно МАРПОЛ контроль за соблюдением норматива должны осуществлять судовые власти.

В пределах российских акваторий система инспектирования распространяется как на суда, ходящие под российским флагом, так и на иностранные суда. Администрация порта сначала рассматривает «профиль риска» судна, а затем запрашивает историю проверок и нарушений. По результатам документального контроля выборочно решением администрации производится обор топливных проб.

Исходя из всего вышеописанного, можно сделать вывод о том, что в ближайшие года на рынке нефтепереработки ожидается дестабилизация до 2025г. или более. Изменение регламента Международной Морской Организации на снижение содержания серы в бункерном топливе, ужесточение Евросоюза ограничений на выбросы углекислого газа автомобилями к 2030г., реструктуризация налогообложения воздушного транспорта с целью снижения воздействия на окружающую среду и прочее – это примеры возросшей степени влияния экологического императива, который наряду с геополитикой сегодня определяет дальнейшее развитие энергетических рынков.

Список используемой литературы

1. Консолидированное издание МАРПОЛ 2017 URL: <https://navlib.net/marpol-consolidated-edition-2017/>
2. Официальный сайт IMO [Режим доступа] URL: <http://www.imo.org/en/Publications/Pages/Home.aspx>
3. «IMO 2020» Официальный сайт Shell [Режим доступа] URL: <https://www.shell.com/business-customers/marine/imo-2020.html>
4. «IMO 2020 set to boost refinery margins» [Режим доступа] URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/shipping/021319-imo-2020-set-to-boost-refinery-margins-wood-mackenzie>

5. Brad VanTassel «The future of oil refining profit margins» [Режим доступа] URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/shipping/021319-imo-2020-set-to-boost-refinery-margins-wood-mackenzie>
6. Jaime Ruiz-Cabrero , Hari Govindahari , and Rafael Moreno «Preparing for sea change in global refining» [Режим доступа] URL: <https://www.bcg.com/ru-ru/publications/2017/downstream-oil-gas-petrochemicals-energy-environment-preparing-for-sea-change-in-global-refining.aspx>
7. Официальный сайт Thor Marine Trading [Режим доступа] URL: <https://www.thormarinetrading.com/bunker-trading/seca-eca/>
8. «Outlook 2019: LSFO demand to displace HSFO in Asia ahead of IMO 2020» [Режим доступа] URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/010419-outlook-2019-lsfo-demand-to-displace-hsfo-in-asia-ahead-of-imo-2020>
9. Статья Neftegaz.Ru Кутузовой М. «Модернизация НПЗ и мировые тренды в нефтепереработке» [Режим доступа] URL: file:///C:/Users/Asus/Downloads/Neftegaz_04-2018_RUS_site-small.pdf
10. «Газпромнефть» выступила инициатором введения в России международного стандарта по бункеровке СПГ-топливом [Режим доступа] URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/2089329/?sphrase_id=5811948
11. Центральное Диспетчерское Управление Топливо-Энергетического Комплекса «Мировая нефтепереработка: как подготовиться к глобальным переменам» [Режим доступа] URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/413/
12. Интервью с Дато Хо Хуэем Мэн, президентом и управляющим директором Vitol Asia Pte Ltd. URL: <http://www.energyboardroom.com/interviews/interview-with-dato-kho-hui-meng-president-and-managing-director-vitol-asia-pte-ltd/>
13. Морган С. «Новые требования к судовому топливу приведут к подорожанию нефти до 90\$», 2017 URL: http://enkor.com.ua/a/news/Novie_trebovaniya_k_sudovomu_toplivu_privedut_k_podorozhaniyu_nefti_do_90_%E2%80%94_Morgan_Stanley/232416
14. U.S. Energy Information Administration (EIA) «The Effects of Changes to Marine Fuel Sulfur Limits in 2020 on Energy Markets» [Режим доступа] URL: <https://www.eia.gov/outlooks/studies/imo/>
15. Bloomberg New Energy Finance «IMO 2020: Global Shipping, Oil Refiners Brace for Sea Change» [Режим доступа] URL: <https://about.bnef.com/blog/imo-2020-global-shipping-oil-refiners-brace-sea-change/>
16. IHS Markit «IMO 2020 Regulation: Standards, Compliance and Outlook for Marine Fuels» [Режим доступа] URL: <https://ihsmarkit.com/topic/imo-2020-regulation.html>
17. Lee Hong Liang, Asia Editor, Seatrade Maritime News «What you need to know: The 2020 IMO fuel sulphur regulation» [Режим доступа] URL: http://www.seatrade-maritime.com/images/PDFs/SOMWME-whitepaper_Sulphur-p2.pdf
18. Modcon «ИМО 2020 – перспективы судоходной отрасли и нефтеперерабатывающих заводов» [Режим доступа] URL: <https://modcon.ru/applications/%D1%81%D1%83%D0%B4%D0%BE%D1%85%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE-%D0%B8-%D0%BC%D0%BE%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5-%D0%BF%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B2%D0%BE%D0%B7%D0%BA%D0%B8/%D0%B8%D0%BC%D0%BE-2020-%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%81%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D1%8B-%D1%81%D1%83%D0%B4%D0%BE%D1%85%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%BE%D0%B9-%D0%BE%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BB/>

Ганночка К.С., Саидов Акбарали Санжар Угли Современное состояние и перспективы развития ТЭК Турции

Турция занимает стратегически выгодное географическое положение на стыке Европы и Азии, страна находится на перекрестке ключевых транзитных трансконтинентальных маршрутов с севера на юг и с востока на запад. Население Турции по состоянию на 2017 г. превышает 80 млн человек, что сопоставимо с населением Германии. Вместе с тем, следует отметить, что треть населения страны – это молодежь, моложе 19 лет, а это будущие производительные силы государства. Очевидно, прирост трудоспособного населения должен быть обеспечен достаточным количеством рабочих мест, что обуславливает необходимость поддержания высоких темпов роста экономики Турции.

Турция является индустриальной страной с динамично развивающейся экономикой. Согласно данным Всемирного Банка, Турция занимает 13-е место в мире по уровню ВВП (по ППС), который достиг 2254 млрд долл. США в 2017 году. При этом Турция сохраняет положительные темпы экономического роста на протяжении более чем 20 лет (рисунок 1). Следует отметить неравномерность темпов экономического роста на протяжении последнего десятилетия, что связано с влиянием мировых экономических кризисов на экономику страны. Стоит отметить, что в 2017 г. турецкая экономика выросла более чем на 7%, что было выше темпов роста Китая и Индии, в первую очередь за счет роста внутреннего спроса со стороны домашних хозяйств.

Рисунок 1. ВВП (по ППС) Турции и темпы роста в 1990-2017 гг.

Источник: [World Bank Database, 2018]

По классификации Всемирного Банка Турция относится к странам со средне-высоким уровнем доходов населения (upper-middle income). При этом с 1990 г. ВВП на душу населения Турции (по ППС) вырос более чем в 4,5 раза и достиг 27,9 тыс. долл. США в 2017 г. (рисунок 2).

Рисунок 1. ВВП на душу населения (по ППС) Турции и темпы роста в 1990-2017

гг.

Источник: [World Bank Database, 2018]

В экономике Турции доля промышленности составляет около 1/3, сельского хозяйства – около 10%, а на сферу услуг приходится более половины производимой добавленной стоимости. В объеме промышленного производства наибольшая доля приходится на обрабатывающую промышленность, в частности, легкую и текстильную промышленность, пищевую промышленность, автомобильную и химическую промышленность. В последние десятилетия благодаря программе приватизации снижается присутствие государственного сектора в экономике Турции, а государственная налоговая политика значительно способствует развитию бизнеса. [World Bank, 2017]

Поддержание высоких темпов развития экономики Турецкой Республики невозможно без ускоренного развития энергетического страны. Общее потребление первичной энергии в Турции с 1990 по 2017 гг. выросло более чем в 3,3 раза. Темпы роста потребления энергии значительно снижались в период экономических кризисов (1998-2001, 2008, 2013), однако в последние годы остаются достаточно высокими (рисунок 3).

В структуре потребления энергии доминируют ископаемые топлива – нефть и нефтепродукты, природный газ и уголь. В 2017 г. доля нефти и нефтепродуктов в TPES составила 31%, природного газа и угля – по 28, ГЭС – 8%, прочих ВИЭ – 4% (таблица 1). Турция не обладает значительными собственными запасами углеводородов, являясь нетто-импортером данных энергоносителей. При этом запасы угля в Турции оцениваются в 11,4 млрд тонн, а его добыча в 2017 г. составила 99,8 млн тонн (20,8 mtoe, т. е. более 54% собственных нужд) [BP].

Таблица 1.

Структура TPES Турции в 2016-2017 гг.

	Oil	Natural Gas	Coal	Nuclear energy	Hydro electric	Renew-ables	Total
2016, mtoe	47,1	38,2	38,5	-	15,2	5,4	144,4
2016, share, %	32,7	26,5	26,6	-	10,5	3,7	100,0

2017, mtoe	48,8	44,4	44,6	-	13,2	6,6	157,7
2017, share, %	31,0	28,2	28,3	-	8,4	4,2	100,0

Источник: [BP, 2018]

Рисунок 3. Общее потребление первичной энергии в Турции с 1990 по 2017 гг.

Источник: [BP, 2018]

Следует отметить, что наблюдается тренд на снижение энергоемкости экономики Турции. Использование энергии на единицу добавленной стоимости по итогам 2017 г. несколько снизилось по сравнению с 1990 и 2000 гг. Однако динамика выбросов CO₂ на единицу энергии носит нестабильный характер. Это свидетельствует о необходимости модернизации топливно-энергетического комплекса Турции, в т.ч. с целью увеличения доли низкоуглеродных видов энергетики в TPES, таких как природный газ, атомная энергетика и ВИЭ (рисунок 4).

Рисунок 4. Энергоемкость экономики Турции и интенсивность выбросов CO₂ в 1990-2017 гг.

Источник: [World Bank Database, 2018]

В Турции пока отсутствуют действующие атомные электростанции, однако с 2018 г. ведется активная фаза строительства АЭС Akkuyu на южном побережье Турции. Станция строится по российскому проекту, который подразумевает последовательный ввод в эксплуатацию четырех энергоблоков с новейшими реакторами ВВЭР-1200 общей мощностью 4,8 ГВт. Ввод первого энергоблока ожидается в 2023 году [IAEA, 2018].

Анализ газовой сферы Турции

Как было отмечено выше, природный газ занимает значительную долю в ТРЕС Турции (28%). Его потребление в 2017 г. достигло 51,7 млрд куб. м, что на 4,3% выше, чем в 2016 г. В целом за период 1990-2017 гг. потребление природного газа в Турции выросло почти в 16 раз (рисунок 5). При этом темпы роста потребления в целом оставались стабильными на уровне 1,0-1,2% ежегодно на протяжении всего рассматриваемого периода.

Рисунок 5. Потребление природного газа в Турции в 1990-2017 гг.

Источник: [BP]

Турция импортирует газ из нескольких источников: трубопроводный газ – из Российской Федерации, Ирана и Азербайджана, а также СПГ.

Россия поставляет газ в Турцию по двум действующим маршрутам: газопроводу «Голубой поток» и Западному маршруту. Газопровод «Голубой поток» проложен по дну Черного моря от побережья России в районе п. Джубга (КС «Береговая») до побережья Турции в районе г. Самсун (приемный терминал «Durgusu»). Газопровод действует с 2002 г. и обладает мощностью в 16 млрд куб. м в год. Протяженность морского участка составляет около 400 км. В 2016 г. по газопроводу «Голубой поток» было поставлено 12,9 млрд куб. м газа, в 2017 г. – 15,8 млрд куб. м.

Россия также поставляет в Турцию газ по Западному маршруту, транзитом через страны Восточной Европы по Трансбалканскому газопроводу (Trans-Balkan Pipeline). Турция получает российский газ на точке сдачи Malkoclar (граница с Болгарией). В 2016 г. объем поставок по Западному маршруту составил 11,7 млрд куб. м, в 2017 г – 13,1.

Импорт газа из Ирана в Турцию осуществляется в объеме не более 20 млрд куб. м в год, из Азербайджана – на уровне 15 млрд куб. м. Импорт СПГ в Турцию составил в 2016 г.

7,6 млрд куб. м., в 2017 г. – 10,1 млрд куб. м. Турция приобретает СПГ главным образом у Алжира, Катар и Нигерии. Закупки осуществляются как в рамках действующих долгосрочных контрактов, так и на спотовом рынке, причем в период сезонного максимума цен на СПГ, что приводит к значительному росту затрат на импорт. В Турции действует три регазификационных терминала: Marmara Ereglisi – 22,0 млн куб. м/сут., Aliaga – 24,5 млн куб. м/сут., Aliaga FSRU – 14,1 млн куб. м/сут. Действующие мощности регазификационных терминалов в Турции в осенне-зимний период используются практически полностью, хотя в летний период загрузка значительно снижается. В целом в потреблении газа в Турции, и, следовательно, в импорте, прослеживается отчетливо выраженная сезонность (рисунок 6).

Рисунок 6. Баланс газа Турции в 2016-2017 гг. по месяцам

Источник: составлено по данным BOTAŞ, ENTSOG, BP, Gazprom

Турция играет важную роль в качестве страны-транзитера для поставок газа и в перспективе может стать одним из ключевых газовых хабов в юго-восточной части Европы. Однако действующая ГТС Турции обладает низкой пропускной способностью более 250 млн куб. м газа в сутки, чего недостаточно для осуществления транзита больших объемов газа.

В настоящее время Турция является транзитной страной для поставок газа в Европу из Азербайджана через систему газопроводов транзитом через Грузию. Поставки осуществляются по двум газопроводам: South Caucasus Pipeline мощностью 9 млрд куб. м, а также TANAP

(Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline) мощностью 16 млрд куб. м и протяженностью 1807 км. TANAP был впервые запущен в июле 2018 г. и еще не выведен на проектную мощность. Оба газопровода проложены от турецко-грузинской границы до точки входа Kipi в Греции. На точке Kipi газопровод TANAP должен будет соединиться с газопроводом TAP (Trans Adriatic Pipeline) мощностью 10 млрд куб. м и протяженностью 878 км. Эта система позволит транспортировать газ от турецко-греческой границы через Грецию, Албанию, по дну Адриатического моря до Италии. Начало поставок в Италию по системе TANAP-TAP ожидается в 2020 году¹⁵⁰⁾.

Строительство трубопровода TAP планируется завершить в 2019-2020 годах. Проекты TANAP и TAP вместе с проектом расширения мощности газопровода South Caucasus Pipeline (на 15 млрд куб. м к 2021 г.) позволят существенно нарастить поставки азербайджанского газа в Европу. Вместе с тем, реализация проектов, нацеленных на увеличение поставок из Азербайджана, сталкивается с рядом проблем. Прежде всего, перспективные объемы добычи газа в Азербайджане не соответствуют заявляемым мощностям трубопроводов. До 2007 г. Азербайджан являлся импортером российского и среднеазиатского природного газа, но с началом разработки месторождения Шах-Дениз Азербайджан превратился в экспортера газа. При этом на старых месторождениях по мере их истощения отмечается снижение добычи, в том числе на введенной в разработку в 1990-е гг. крупнейшей группе нефтегазовых месторождений Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ). Вместе с тем, в Азербайджане продолжается рост внутреннего потребления газа, и на фоне активного развития газового экспорта сейчас на внутреннем рынке Азербайджана уже намечается дефицит газа. Очевидно, в таких условиях наполнение указанных газопроводов азербайджанским газом представляется весьма проблематичным.

Более перспективным проектом, позволяющим реализовать Турции потенциал газового хаба, является строительство газопровода «Турецкий поток». Это новый экспортный газопровод из России в Турцию через Черное море. Мощность первой нитки, предназначенной для поставок газа непосредственно турецким потребителям, составит 15,75 млрд куб. м. Аналогичной будет мощность и второй нитки, по которой газ будет поставляться через территорию Турции в другие европейские страны. Укладка первой нитки была успешно завершена в апреле 2018 г. Строительство «Турецкого потока» предполагается завершить в 2018-2019 гг.

Проект газопровода Poseidon мощностью 20 млрд куб. м предназначен для осуществления поставок в Грецию и Италию газа, ожидаемого к поставке по газопроводу «Турецкий поток» (вторая нитка). В апреле 2017 г. Турция ратифицировала межправительственное соглашение по данному проекту. В мае 2017 г. ПАО «Газпром» и компания Eni подписали предварительное соглашение о развитии южного маршрута поставок российского газа в Европу с использованием газопровода Poseidon и соответствующим изменением точки сдачи газа¹⁵¹⁾. В июне 2017 г. ПАО «Газпром», греческая компания Dera и итальянская компания Edison (акционеры проекта Poseidon) подписали Соглашение о сотрудничестве по организации южного маршрута поставок российского газа в Европу, которое предусматривает координацию работы компаний по реализации проекта «Турецкий поток» и проекта Poseidon от турецко-греческой границы до границы Италии.

Для развития потенциала Турции как крупного газового хаба необходимо также наращивание инфраструктуры подземного хранения газа, а для увеличения импорта СПГ – увеличение регазификационных мощностей. В настоящее время в Турции функционирует единственное ПХГ Silivri с производительностью по отбору газа 25 млн куб. м/сут. (до ноября 2016 г. – 20 млн куб. м/сут.), производительностью по закачке 16 млн куб. м/сут. и активной емкостью 2,6 млрд куб. м. Мощности ПХГ Silivri используются практически полностью. В условиях ограниченных возможностей собственных ПХГ, Турция вынуждена в

¹⁵⁰⁾ EBRD considers \$500mn Tanap gas pipeline financing / Argus, 4 Aug 2017.

¹⁵¹⁾ Turkey approves ITGI gas pipeline deal / Argus, 04 Apr 2017.

течение осенне-зимнего периода значительно увеличивать импорт как трубопроводного газа (главным образом у России), так и СПГ.

В таких условиях Турция заинтересована в максимальном развитии инфраструктуры хранения и регазификации природного газа. В настоящее время реализуются следующие проекты по развитию инфраструктуры регазификационных терминалов (таблица 2):

- расширение терминала Marmara Ereğlisi до 13,5 млрд куб. м в год;
- расширение терминала Aliaga до 14,2 млрд куб. м в год;
- расширение терминала Aliaga FSRU до 7,3 млрд куб. м в год;
- запуск нового плавучего терминала Dortyol мощностью 7,3 млрд куб. м, ожидается в 2018 г.;
- запуск нового терминала Saros мощностью 7,3 млрд куб. м, ожидается в 2018 - 2019 гг.

Таблица 2.

Перспективы развития инфраструктуры газификации в Турции

Терминал	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Marmara Ereğlisi LNG	8,0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Aliaga LNG	8,9	11,3	11,3	11,3	14,2	14,2	14,2
Aliaga FSRU	5,1	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Saros FSRU	0,0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Dortyol FSRU	0,0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3

Источник: Turkey to boost gas entry capacity // Argus, 25 May 2017

В настоящее время также реализуется 2 проекта по развитию ПХГ: строительство ПХГ Tuz Golu и расширение ПХГ Silivri (таблица 3). На ПХГ Tuz Golu предполагается к 2023 г. активная емкость 5,4 млрд куб. м, производительность по закачке – 60 млн куб. м/сут., производительность по отбору – 60 млн куб. м/сут. На ПХГ Silivri предполагается увеличить активную емкость до 4,6 млрд куб. м, производительность по закачке – до 45 млн куб. м/сут., производительность по отбору – до 75 млн куб. м/сут.

Таблица 3.

Перспективы развития ПХГ в Турции

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Туз Голу							
Активная емкость, млрд куб. м	0,3	0,6	0,6	0,9	2,2	3,4	5,4
Закачка, млн куб. м/сут.	15,0	30,0	30,0	30,0	60,0	60,0	60,0
Отбор, млн куб. м/сут	13,0	20,0	20,0	30,0	60,0	60,0	60,0
Силиври							
Активная емкость, млрд куб. м	2,8	2,8	2,8	2,8	3,3	3,8	4,6
Закачка, млн куб. м/сут.	16,0	16,0	16,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Отбор, млн куб. м/сут	25,0	25,0	25,0	50,0	75,0	75,0	75,0

Источник: Turkey's Botas to boost gas storage capacity // Argus, 23 May 2017

Список используемой литературы

1. Официальный сайт BOTAS. URL: <http://www.botas.gov.tr/>
2. Официальный сайт ENTSOG Transparency Platform. URL: <http://transparency.entsog.eu/>
3. Официальный сайт Международного агентства по атомной энергии (IAEA). URL: <http://www.iaea.org/>
4. Халова Г.О., Иллерицкий Н.И., Сопилко Н.Ю. Энергетический потенциал Турции. Перспективы российско-турецкого энергетического сотрудничества. Глобальные энергетические и экономические тренды / Под. ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2019. С.177-185.
5. BP Statistical Review of World Energy. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html/>
6. EBRD considers \$500mn Tanap gas pipeline financing // Argus, 4 Aug 2017.
7. Gazprom Export: Turkey. URL: <http://www.gazpromexport.ru/en/partners/turkey/>
8. Gul'nar Osmanovna Khalova, Natalya Yuryevna Sopilko, Nikita Igorevich Illeritsky. Republic of Turkey Gas Complex Development: Problems and Prospects. International Journal of Energy Economics and Policy. Vol 9. Issue 1. 2019. PP. 1-7.
9. Gyulnar Osmanovna Khalova, Nikita Igorevich Illeritskiy, Vera Alekseevna Smirnova. Prospects for the Construction of the Poseidon Gas Pipeline as a Factor in Supplying the Needs of the Southern Europe Countries with Natural Gas. International Journal of Energy Economics and Policy. Vol 9. Issue 1. 2019. PP. 143-148.
10. The United Nations Department of Economic and Social Affairs: Population Division. URL: <http://esa.un.org/unpd/wpp/DataQuery/>
11. Turkey approves ITGI gas pipeline deal // Argus, 04 Apr 2017.
12. Turkey Regular Economic Note - February 2017. URL: <http://pubdocs.worldbank.org/en/298611485944723707/TREN-Final-February-2017.pdf/>
13. Turkey to boost gas entry capacity // Argus, 25 May 2017.
14. Turkey's Botas to boost gas storage capacity // Argus, 23 May 2017.
15. World Bank Database, 2018. URL: <http://data.worldbank.org/>

Определение приоритетов сотрудничества России и Китая в области электроэнергетики

1. Введение

Динамика и высокие темпы роста экономики стран – участников совместной деятельности, противоречия, санкции и даже целые «торговые войны» во внешнеэкономической политике, мировые экономические кризисы, большая волатильность ценообразования на рынке энергоресурсов, нарастающие экологические проблемы поставили перед высшим руководством стран (Китая и России) задачи по снижению рисков в сфере организации обеспечения отраслей и секторов экономики страны энергоресурсами, разработке мероприятий по формированию инфраструктуры развития экономик и стратегии энергобезопасности наших государств.

В современных условиях формирования устойчивых трендов в развитии экономик наших стран можно отметить комплекс устойчивых и взаимосвязанных проблем, особенно в области стимулирования развития электроэнергетики Китая. В первую очередь – это большая зависимость от угольных теплоэлектростанций, которые составляют порядка 70% всей энергосистемы страны. Что уже привело к существенным затратноёмким экологическим проблемам с загрязнением воздуха в ряде крупнейших мегаполисов Китая, в том числе в Пекине. Таким образом назревает необходимость перехода к «зеленым» технологиям в области электроэнергетики. Однако, этот переход происходит, зачастую, слишком медленными темпами.

2. Актуальность

В Китае, в отличие от России, существует значительная диспропорция регионального размещения предприятий – производителей электроэнергии и основных потребителей электричества, как промышленных, так и социальных. Существенная доля ТЭС и ГЭС располагается в центре Китая, в то время как потребители находятся преимущественно на юго-востоке страны. В отличие от России, с учетом возрастающей потребности в энергомощностях, в Китае все более актуальной становится проблематика модернизации старых и строительства новых высоковольтных линий электропередач практически через всю территорию страны.

Накопившийся перечень проблем требует незамедлительного решения для сохранения темпов роста экономики Китая и повышения темпов роста экономики России. Однако мы все больше сталкиваемся с объективными ограничениями по расширению использования имеющегося потенциала энергосистем обеих стран, что вынуждает руководство наших стран искать новые пути для обеспечения энергоресурсами потребителей и поиску международных партнеров по программам сотрудничества в сфере развития электроэнергетики.

В результате, на сегодняшний день структура энергосистемы, например, Китая с точки зрения установленной мощности генерирующих объектов выглядит следующим образом [01]:

- Угольные ТЭС – 801 ГВт
- ГЭС – 280 ГВт
- Ветроэнергетические установки – 91,4 ГВт
- Тепловые ТЭС – 61 ГВт
- Солнечные электростанции – 18 ГВт
- АЭС – 15,7 ГВт

Как мы видим, в основном в Китае доминируют 2 вида электростанций: угольные ТЭС и ГЭС, как правило, расположенные на крупнейших реках страны Хуанхэ и Янцзы.

1. Используемые методы и методологии, оборудование, технологии

С целью диверсификации источников электроснабжения китайским правительством за последние годы реализован ряд энергетических проектов. Так, на северо-западе страны в провинции Цинхай начат эксперимент, претендующий на то, чтобы стать примером для всех остальных стран в рассматриваемой области. Вся электроэнергия в данной провинции сейчас добывается на предприятиях с возобновляемыми источниками энергии: гидроэлектростанциях, с использованием панелей для выработки электричества на основе энергии Солнца и благодаря сети ветряных генераторов. Эксперимент можно считать состоявшимся, и он вполне может стать пилотным на пути перехода всех провинций Китая к «зеленой энергетике».

В продолжение программ бережного отношения к экологии в Китае начато строительство второй по размерам в мире гидроэлектростанции Байхэтань на реке Цзиньша (приток Янцзы). Первые энергоблоки будут запущены в эксплуатацию уже в 2021 г. А полностью гидроэлектростанция будет готова работать на проектной мощности в 2022 г. Суммарная выработка электроэнергии составит порядка 62,4 млрд кВт*ч. Пока же крупнейшей ГЭС в Китае является – «Три ущелья» («Санься») мощностью 22,5 ГВт. на реке Янцзы (провинция Хубэй, Центральный Китай) [02].

Другим крупнейшим проектом в мировой электроэнергетике станет самая большая в мире солнечная электростанция, построенная на территории бывшей угольной шахты в городе Хуайнань (провинция Аньхой) и затопленной теперь. Ее суммарная мощность порядка 40 мегаватт [03].

Несмотря на перспективные проекты в области альтернативных источников энергии, динамика роста экономики Китая опережает возможности сектора энергетики страны по обеспечению этого роста и китайское правительство заинтересовано в международном сотрудничестве по совместным энергетическим проектам. В качестве одного из направлений такого сотрудничества можно назвать стратегическое партнерство Китая с российскими партнерами и совместные инвестиции в данную отрасль.

В частности, российская «Интер РАО» и китайская Государственная электросетевая компания (State Grid Corporation of China, SGCC) решили возродить проект строительства гигантской угольной Еркевецкой электростанции на границе с Китаем при поддержке института развития – Внешэкономбанка. Проектная мощность электростанции составит 4 ГВт. При этом предполагается построить высоковольтную ЛЭП из России в Китай и начать реконструкцию и модернизацию Еркевецкого угольного разреза. Стоимость всего инвестиционного проекта оценивается в \$10 млрд. Строительство только самой ТЭС – порядка \$8 млрд. [04].

Так же в качестве стратегического направления интеграционного взаимодействия с Китаем рассматриваются интеграционного взаимодействия с Китаем рассматриваются и перспективы развития атомной энергетики. На сегодняшний день Китаем реализуется самая масштабная за всю историю атомной энергетики программа строительства АЭС как самостоятельно, так и по инфраструктурным программам сотрудничества. По прогнозам, к 2030 г. только за счет данной программы спрос со стороны Китая на урановую руду возрастет в 10 раз. Что поставит Китай на второе место в мире по данному показателю после США. Сейчас атомная отрасль Китая состоит из трех основных сегментов: это выработка электроэнергии; ядерно-топливный цикл и научно-исследовательская, а так же проектно-конструкторская деятельность.

8 июня 2018 г. в Пекине состоялось подписание пакета договоров, направленных на развитие сотрудничества между Россией и Китаем в сфере атомной электроэнергетики. В процедуре их подписания участвовали Председатель Китайской Народной Республики Си

Цзиньпин и Президент Российской Федерации Владимир Путин. В результате рабочей встречи на ближайшее десятилетие были определены следующие совместные направления [05]:

- Сооружение новых энергоблоков на площадке Тяньваньской АЭС (блоки №7 и №8). По данному проекту планируется сооружение реакторов ВВЭР-1200, которые по международной классификации относятся к новейшему поколению 3+.

- Серийное сооружение ряда АЭС российского дизайна на нескольких площадках в Китае. В частности, подписан межправительственный контракт на сооружение двух энергоблоков российского дизайна с реакторами ВВЭР-1200 на площадке АЭС «Сюйдапу». Помимо этого, планируется строительство новых энергоблоков данного типа и на других китайских АЭС.

- Реализация совместного проекта по строительству китайского демонстрационного реактора на быстрых нейтронах (CFR600). Российские партнеры, имеющие большой и успешный опыт в эксплуатации быстрых реакторов, будут привлечены к производству и поставкам определенных элементов данного демонстрационного реактора, а так же оказании услуг и поставок топлива для реактора. Важно отметить, что сам проект CFR600 разрабатывается китайской стороной как ведущим партнером.

- И последнее направление интеграционного взаимодействия – поставка в Китай партии радионуклидных тепловых блоков российской сборки. Данные тепловые блоки являются составными элементами радиоизотопных термоэлектрических генераторов, необходимых для успешной реализации китайской лунной программы.

3. Заключение

Таким образом, можно констатировать, что сотрудничество между российской и китайской стороной в области электроэнергетики набирает обороты. Россия становится незаменимым стратегическим партнером Китая в вопросах развития и решения проблем энергетической безопасности и модернизации энергопотенциала страны. Не вызывает сомнений возможность развития этих отношений и дальнейшего совместного сотрудничества по ряду новых стратегических направлений, в частности в сфере «зеленой энергетики» в будущем.

ЛИТЕРАТУРА:

1. «Сила Сибири» уходит в песок: Китайцы наращивают производство сланцевого газа: [Электронный ресурс] // Независимая газета. М., 2018. URL: http://www.ng.ru/economics/2018-03-28/1_7199_sila.html/. (Дата обращения: 03.12.2018).

2. Китай намерен построить вторую по мощности ГЭС в мире: [Электронный ресурс] // Текно: /// блог. М., 2018. URL: <https://teknoblog.ru/2017/08/04/80819>. (Дата обращения: 06.12.2018).

3. В Китае запустили крупнейшую в мире плавучую солнечную электростанцию: [Электронный ресурс] // РосБизнесКонсалтинг. М., 2018. URL: https://www.rbc.ru/technology_and_media/15/08/2017/5992d16a9a7947594df45661 (Дата обращения: 08.12.2018).

4. Россия и Китай вернулись к проекту крупнейшей угольной электростанции: [Электронный ресурс] // РосБизнесКонсалтинг. М., 2018. URL:

<https://www.rbc.ru/business/29/05/2018/5b0bc02b9a7947c60be91055> (Дата обращения: 05.12.2018).

5. Россия и Китай подписали рекордный пакет соглашений о сотрудничестве в ядерной сфере: [Электронный ресурс] // Госкорпорация Росатом. М., 1997-2012. URL: <http://www.rosatom.ru/journalist/news/rossiya-i-kitay-podpisali-rekordnyy-paket-soglasheniy-o-sotrudnichestve-v-yadernoy-sfere/>. (Дата обращения: 02.12.2018).

Тургамбаев А.А., Тургамбаева А.К.
**Энергетическая безопасность Республики Казахстан в условиях
многовекторной внешней политики**

Особенности политики многовекторности Республики Казахстан

Впервые о внешнеполитическом курсе Республики Казахстан как о многовекторном заявил ее первый президент Н.Назарбаев после выборов 2 декабря 1991 года¹⁵². По мнению одного из основателей многовекторного подхода, а ныне Президента Республики Казахстан Касым-Жомарта Токаева, только многовекторность ведет к отсутствию жесткой зависимости внешнеполитического курса от поведения того или иного партнера, от непредсказуемости развития ситуации в том или ином регионе, от изменения конъюнктуры мирового рынка¹⁵³.

В плоскости внешней политики многовекторность предполагает позитивных, доброжелательных и плодотворных отношений с партнерами¹⁵⁴.

В Развитии внешнеполитической модели Казахстана в первой половине 1990-х гг. была выдвинута концепция «Евразийского моста», которая указывала на географическую, культурную, историческую и цивилизационную принадлежность Казахстана как к Европе, так и к Азии¹⁵⁵.

Со временем, во второй половине 1990-х годов эта теория была преобразована в концепцию многовекторной политики, которая предполагала реализацию стратегии развития внешнеполитических отношений в рамках систем СНГ, Центральная Азия, Запад–Восток, Европа–Азия, Исламский мир, АТР, индустриальные державы и т.д.

Многовекторная внешняя политика является официальной доктриной Казахстана¹⁵⁶. В той или иной форме применяется внешнеполитическими ведомствами других государств Центральной Азии, за исключением, пожалуй, Туркменистана, придерживающегося нейтралитета.

Требования многосторонней дипломатии налагают определенные ограничения на способность международных участников влиять на достижение желаемых результатов. Глобальный охват и расширение предметного поля международных отношений привели к появлению идеи «сетевой дипломатии», опирающаяся в свете одних подходов на гибкие методы участия государства в многосторонних структурах, а в свете прочих — определяющая необходимость структурирования сетевым образом некоторые аспекты внешнеполитической деятельности государства¹⁵⁷.

В регионе Центральной Азии понятие многовекторности определяется как отказ от открытости только для одной определенной стороны — державы, политического блока, цивилизации¹⁵⁸.

¹⁵² Жигалов К.В., Султанов Б.К. Первый Президент Республики Казахстан Нурсултан Назарбаев. Хроника деятельности (1.12.1991—31.05.1993). Алматы, 1993. С. 8–9.

¹⁵³ Токаев К.К. Под стягом независимости. — Алматы: Білім, 1997; а также Выступление Министра иностранных дел К. К. Токаева на конференции «Стратегия Казахстан-2030 в действии», 11 октября 2005 г., Астана // mfa.kz/rus

¹⁵⁴ Внешнеполитическая деятельность Президента Республики Казахстан Н.А. Назарбаева в 2010 году. — Алматы: КИСИ, 2011. С. 377.

¹⁵⁵ Внутренняя и внешняя политика Республики Казахстан в условиях развития мировых интеграционных процессов. — Алматы: КазНУ, 2009. С. 213.

¹⁵⁶ Казахстан: 20 лет независимости / Под ред. Б.К. Султанова. — Алматы: КИСИ, 2011. С. 122.

¹⁵⁷ Арыстанбекова А.Х. Многосторонняя дипломатия в условиях глобализации и приоритеты Республики Казахстан. Концепция внешней политики Республики Казахстан на 2014—2020 годы и задачи по ее реализации. Алматы. 2014. С. 27

¹⁵⁸ Лаумулин М.Т. 20 лет независимой внешней политики Казахстана // Казахстан-Спектр (КИСИ). 2011. № 3. С. 19–34.

«Многовекторность» не считается нововведением. В современности встречается ряд примеров-аналогов многовекторности, когда происходит реализация рациональной и сбалансированной внешней политики. Так, например, позиция неприсоединения в условиях «Холодной войны», «активность по всем азимутам» Франции, концепция многополярного мира у современной России и Китая и др.

Итак, термин «многовекторность» можно рассматривать для начала как эффективную внешнюю политику, и в целом — как независимую. При этом казахстанская многовекторность эволюционировала от внешнеполитической концепции (1990-е гг.) через стратегию поведения в мировом сообществе (2000-е гг.) к национальной доктрине (2010-е гг.), а затем и к Концепции внешней политики (2014-е гг.).

1.1. Правовая основа политики многовекторности Республики Казахстан

Важными внутренними источниками концепции внешней политики стали основной закон — Конституция РК от 1995 года, Послания Президента РК народу Казахстана и официальные выступления Главы государства по внешнеполитическим вопросам, государственные программы развития, письменные труды и монографии, имеющие особо важное значение. Это «Стратегия становления и развития Казахстана как суверенного государства» от 16 мая 1992 г., «Стратегия вхождения Казахстана в число 50 наиболее конкурентоспособных стран» от 1 марта 1996 г., «Казахстан–2030: процветание, безопасность и улучшение благосостояния всех казахстанцев» от 10 октября 1997 г., «Стабильность и безопасность страны в новом столетии» от 14 декабря 1997 г., «Стратегия «Казахстан–2050»: новый политический курс состоявшегося государства» от 14 декабря 2012 г., Послания Президента народу Казахстана о новой экономической политике Республики Казахстан «Нұрлы Жол – Путь в будущее» от 11 ноября 2014 г., План Нации — «100 конкретных шагов» по реализации пяти институциональных реформ Президента Н. Назарбаева от мая 2015 г. и т.д. В них заложены основные цели, задачи, принципы и приоритеты внешней политики, стратегические направления ее реализации.

Важно отметить, что внешнеполитическая концепция по настоянию Президента должна была также отвечать и на вопросы обеспечения национальной безопасности. Поэтому формирование внешнеполитической концепции нельзя рассматривать без влияния Концепции национальной безопасности Республики Казахстан. Заключительным документом, основой концептуальной внешней политики Казахстана стала сама Концепция внешней политики Республики Казахстан.

Казахстан для успешного вхождения в международное сообщество выстраивал свою внешнюю политику в соответствии с международными принципами. Принципы, закрепленные в международно-правовых актах — Уставе ООН, Декларации о принципах международного права 1970 г., Заключительном акте ОБСЕ 1975 г., стали одними из основополагающих в формировании внешнеполитических принципов Республики Казахстан. В основу внешней политики государства легли следующие принципы международного права: суверенное равенство государств; миролюбие и мирное урегулирование споров; невмешательство во внутренние дела; уважение прав человека и основных свобод; равенство и право народов распоряжаться своей судьбой; сотрудничество между государствами; добросовестное выполнение международных обязательств¹⁵⁹.

Другими немаловажными внешними источниками концептуальных основ были Парижская хартия для новой Европы, Алма-Атинская декларация 1991 г. и Устав СНГ 1993 г.

¹⁵⁹ Внешнеполитическая деятельность Президента Республики Казахстан Н.А. Назарбаева в 2011 году. Алматы: КИСИ, 2012. С. 585.

Все вышеуказанные принципы и нормы международного права учтены в Конституции Республики Казахстан. Она выступает в роли практического и функционального механизмов формирования внешнеполитической концепции государства. Конституция Республики Казахстан обеспечивает концептуальную направленность, правовую легитимность, а также взаимодействие государственных органов в осуществлении внешнеполитической концепции.

В соответствии со Ст. 4 Конституции РК «действующим правом в Республике Казахстан являются нормы Конституции, соответствующих ей законов, иных нормативных правовых актов, международных договорных и иных обязательств Республики», «международные договоры, ратифицированные Республикой, имеют приоритет перед ее законами и применяются непосредственно, кроме случаев, когда из международного договора следует, что для его применения требуется издание закона».

1.2. Исторические предпосылки формирования многовекторной внешней политики Республики Казахстан

Многовекторность казахстанской внешней политике, как и других Центрально-Азиатских стран, придали такие факторы, как появление Китая в качестве серьезного игрока в регионе, проведение Казахстаном самостоятельной политики в отношении других центров силы и региональных держав во второй половине 1990-х гг. Но по-настоящему многовекторной внешняя политика Республики Казахстан стала в новом столетии, т.е. в последние годы, благодаря укреплению государственности, экономическому росту, завоеванию Казахстаном лидирующих позиций в Центральной Азии и в целом на постсоветском пространстве. События последних лет показали, что Казахстан действительно способен проводить реальную многовекторную и при этом самостоятельную политику на различных уровнях мировой арены¹⁶⁰.

Во многом классическая многовекторная политика в период 1990-х гг. имела «защитный характер». Страна испытывала большие внутренние потрясения в связи с распадом СССР и нуждалась в стабильных внешних условиях для эффективной перестройки и модернизации страны. Другая сторона многовекторной политики отвечала за обеспечение диверсификации потоков финансовых инструментов для внутренней модернизации. Иными словами, многовекторность и экономизация внешней политики на раннем этапе были еще и обусловлены расчетами на то, что внешняя политика будет оказывать воздействие на экономическое развитие страны.

Сложным переходным периодом стал период конца 1990-х – начала 2000-х годов, когда появилась объективная угроза региональной безопасности, в условиях необходимости сохранения многовекторности внешней политики. Тем не менее, даже в таких непростых условиях многовекторность показала свою жизнеспособность. Так, Казахстан смог укрепить свою национальную безопасность по всем направлениям путем делимитаций государственных границ, установления дружественных отношений со странами-соседями, успешной интеграции в международные организации как ООН, ОБСЕ, ОИС, ССТГ и др, а также путем построения благоприятных взаимоотношений с ОДКБ, ШОС и НАТО.

С целью обеспечения экономического развития потребовалось активное взаимодействие с крупнейшими мировыми финансовыми институтами, такими как Международный валютный фонд (МВФ), Всемирный Банк (ВБ), Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) и другие¹⁶¹.

¹⁶⁰ Султанов Б. Многовекторность и евразийство — фундамент внешней политики суверенного Казахстана // Analytic (КИСИ). 2011. № 6. С. 5–14.

¹⁶¹ Токаев К.К. Свет и тень. — Астана, 2007. С. 255.

С течением времени, к началу 2000-х гг., главные задачи многовекторной политики Казахстана были направлены на укрепление безопасности страны в условиях резко изменившейся геополитической ситуации; сохранение баланса, с одной стороны, между Россией и США, с другой — между Россией и Китаем, а главное – предотвращение попытки извне повлиять на внутривнутриполитическую ситуацию и внутреннюю стабильность страны.

Такая качественно новая ситуация не могла не отразиться на всем формате внешней политики Республики Казахстан и на всех ее направлениях, что дало возможность принятия стратегических решений.

Многовекторность может характеризоваться как необходимостью или добровольным выбором, так и четко выверенной стратегией. Причину выбора именно такой формы внешнеполитической стратегии министр МИД Германии Г. Эрлер сформулировал следующим образом: «Я могу сказать, Казахстан находится в большой динамике, что указывает на его готовность к большим переменам. Он решительно стремится к выстраиванию состояния баланса между большими игроками в регионе, это конечно Россия, это Китай, и это также Соединенные Штаты. Казахстан смог создать этот баланс, он в хороших с ними отношениях, находится в очень конкретных экономических и дипломатических отношениях со всеми тремя игроками. Это успех, потому что три державы имеют частью противоречивые интересы»¹⁶².

Понимание того, что стратегия многовекторности является целенаправленно предпринятой стратегией, должно со временем трансформироваться в понимание того, что для любого цивилизованного государства внешняя политика изначально является многовекторной. Отсутствие необходимости постоянного подтверждения политики многовекторности будет возможно после получения Республики Казахстан и другими странами Центральной Азии статуса развитых государств¹⁶³.

Таким образом, столкнувшись с проблемами на этапе получения независимости, Казахстан адекватно и форсировано смог отреагировать на соответствующие угрозы извне и решить возникшие проблемы. Процессы формирования государственности и концепции внешней политики шли и идут параллельно. Возникла необходимость в кратчайшие сроки формировать правовую базу для становления внешней политики. Выработанная модель многовекторности, некогда внедренная ввиду сложившихся геополитических условий, по сей день служит и будет служить оптимальной моделью построения международных отношений, позволившая занять почетное место в мировом сообществе, решить проблемы, возникающие в определенные моменты становления независимого государства, а также стать надежным основанием для экономического развития и укрепления национальной безопасности¹⁶⁴.

2. Проблема внешней энергетической безопасности Республики Казахстан

Сущность энергетической безопасности Казахстана заключена в обеспечении многовекторности и бесперебойности поставок углеводородов. Впервые в ЦА именно Казахстан применил понятие «многовекторной политики», однако в начале 1990-х гг. он скорее касался внешнеполитической ориентации.

¹⁶² Из интервью автора статьи с Государственным министром МИД ФРГ Гернотом Эрлером, Берлин, 31 июля 2008 г.

¹⁶³ Роль Казахстана в обеспечении мира и безопасности в Центральной Азии. Материалы международной конференции. Алматы: МК — ФДРНК, 2010. С. 350.

¹⁶⁴ Султанов Б.К. Музапарова Л.М. Казахстан и современный мир: сборник статей, выступлений и интервью. — Алматы: КИСИ, 2013. С. 154.

Проблема энергобезопасности Казахстана усугубляется общемировым снижением нефтяных цен, косвенным влиянием антироссийских санкций, колебаниями курсов валют и ожидаемым снижением общего объема добычи в стране в 2019 году (планируется проведение крупных капитальных ремонтов на трех месторождениях, обеспечивающих около 75% добычи страны). Проблема сокращения объемов добычи в Казахстане уходит корнями в начало 1990-х годов XX века.

Основная проблема, с которой столкнулись страны после развала СССР, имела экономический характер. И ее решение связывали непосредственно с ростом объёмов добычи нефти и газа, а также созданием необходимой для этого инфраструктуры для дальнейшего экспорта на внешние рынки сбыта. Такое решение проблемы позволяло Казахстану не только повысить энергетическую безопасность, но и решить ряд социально-экономических вопросов наряду с укреплением институтов государственной власти. Для достижения указанных целей Казахстан заручился поддержкой западных стран и нефтегазовых компаний, которые были заинтересованы в реализации новых проектов в области нефтегазодобычи.

По меньшей мере около десяти лет назад проблема энергетической безопасности Казахстана касалась возникающих проблем вокруг транзита казахской нефти через территорию России на европейский рынок. Сейчас вопрос сменил вектор направленности с запада на восток, переформулировав и суть проблемы: выбор китайского направления в качестве приоритетного маршрута поставок нефти, порождающий острую конкуренция российской нефти ВСТО.

Политика многовекторности маршрутов поставок была основополагающей с целью снижения зависимости от любого государства. Так, Казахстан расширил идущий к границе с РФ трубопровод КТК от месторождения Тенгиз, создал Казахстанско-каспийскую транспортную систему, соединяющуюся с нефтепроводом БТД, (из Азербайджана в Турцию) и нарастил пропускную способность трубопровода Казахстан–Китай, запущенного в 2005 году.

Идея многовекторности существенно ставит Казахстан в зависимость от геополитического «настроения» стран, по отношению к которым эта политика применяется. Манипулирование Западом и региональными государствами с помощью углеводородных ресурсов и маршрутов поставки наталкивает на некое сомнение в эффективности и надежности политики по диверсификации маршрутов для обеспечения энергетической безопасности в глобальном понимании, особенно наряду с планами наращивания экспорта за счет Кашаганского месторождения.

2.1 Минимизация рисков подрыва внешней энергетической безопасности Республики Казахстан

Стремление Казахстана нарастить объемы поставок углеводородного сырья на внешние рынки сбыта не всегда соответствовали российским ожиданиям, и это оказало значительное влияние на темпы разработки каспийских месторождений и формирование соответствующей трубопроводной системы в этом регионе. Реализуемая США и Евросоюзом энергетическая политика на казахстанском шельфе Каспийского моря в общем основывалась на достижении геополитических целей, связанные с трансформацией постсоветского пространства, переориентацией бывших республик на Запад.

Кроме того, страны Еврозоны и тем более США не нуждались в каспийских углеводородах. Политика Казахстана по диверсификации поставок нефти и газа оказывает существенное влияние на Россию, подталкивая Казахстан к формированию новых маршрутов поставок углеводородов. В целом эта задача решается. На западном побережье

Каспийского моря США некогда инициировали запуск проекта строительства нефтепровода БДТ, а также оказали поддержку Каспийскому трубопроводному консорциуму (несмотря на участие российских нефтяных компаний).

Так, благодаря этому усилилось энергетическое сотрудничество Нур-Султана и Пекина за счёт переориентации туркменского газа с российского на китайское направление. В свою очередь, КНР реализовала проекты строительства трубопроводов, гарантирующих ей бесперебойные прямые поставки нефти из Казахстана (и газа из Туркменистана). Запуск нефтепровода из Казахстана пошатнул российскую «монополию» на полный экспорт нефти, усилив позиции Казахстана в ЦА. Пекин превратился в основного источника инвестиций и, ключевое, покупателя углеводородов в Евразии.

С помощью формирования новой китайской инфраструктуры Республика Казахстан имеет возможность балансировать внешнеэкономическое и, следовательно, внешнеполитическое влияние России. Так, используя осторожное отношение Китая к Евразийскому экономическому союзу (ЕАЭС), который позволяет России не допускать ослабления отношений с Казахстаном и сохранить свою роль в Центральной Азии посредством интеграционных проектов, Казахстан благодаря китайским усилиям ограничивает влияние России и Западных стран. В мировой политике это называется «внешнеполитическим балансом».

Конечно, следует помнить, что для Казахстана КНР остается приоритетным направлением в целях сохранения и расширения географии экспорта, а также ввиду открытия Китаем доступных кредитных линий и инвестпакетов. Китай же в свою очередь рассматривает свою деятельность через призму своего экономического развития и продвижения своих интересов в Евразии.

По сути КНР способствовал формированию в регионе новой трубопроводной системы, отвечающей ее долгосрочным интересам. Газопровод Туркменистан– Казахстан– Китай - основной газовый маршрут в КНР С мощностью в 65 млрд куб. м. Данный факт сократил экспортный газовый потенциал прикаспийских государств в проектах западного направления.

В то же время в последние годы все отчетливее проявляется сырьевая зависимость Казахстана от китайской экономики и его инвестиций.

Реализация китайской энергетической политики в Казахстане характеризуется наращиванием доли участия в разработке крупных месторождений, что подтверждает диверсификацию источников углеводородов как основную цель Китая в плане обеспечения своей энергетической безопасности. Но даже в этом вопросе Казахстан продолжает вести политический диалог с Западом через совместные проекты для уравнивания влияния со стороны России и Китая.

Нефтегазовые ресурсы Казахстана также остаются в фокусе особого внимания КНР. Пекин сосредоточил свои геополитические усилия на восточном берегу Каспийского моря, и в решении своих задач нацелен на продолжение построения продуктивных отношений с Казахстаном в сфере поставок сырья. Кроме того, наряду с другими странами ЦА Казахстан рассматривается Китаем как стратегический тыл в вопросах безопасности энергетики, обеспечения надежного доступа к нефтегазовым ресурсам.

Рисунок 1. Схема газопровода Туркменистан-Китай

Источник: www.atimes.com

В свою очередь, после сложения с себя полномочий Президента Казахстан Н.Назарбаевым 21 марта 2019 года, глава МИД Казахстана Б.Атамкулов заявил, что «Казахстан сохранит прежний внешнеполитический курс на развитие отношений с Китаем после смены главы государства».

Углеводородный потенциал Казахстана как одной из богатых нефтью стран региона по-прежнему находится в центре пристального внимания прикаспийских стран и внерегиональных государств. Ключевой задачей для Казахстана выступает наращивание объемов добычи на Кашагане и недопущение падения общего объема экспорта.

Помимо стратегического интереса со стороны Китая немаловажное геополитическое давление на транспортировку каспийских углеводородов Казахстана оказывают не только региональные государства, но и внерегиональные акторы.

Вслед за обострением конкуренции нефтяных компаний и ряда государств в борьбе за нефтяные запасы прикаспийского региона наступил новый этап – транспортировка углеводородного сырья в промышленно развитые страны.

Проблемы, связанные с транспортировкой энергоресурсов, с самого начала занимали центральное место.

Рисунок 2. Прогноз добычи нефти в Казахстане в 2016-2030 годах в разрезе сухопутной и морской добычи, млн. т.

Источник: данные компаний, анализ RPI Source: companies' data, RPI

Итак, основные факторы выбора маршрутов и транспортировки углеводородов:

1. Основные нефте- и газодобывающие страны региона ввиду своей географической изолированности и отдаленности от мирового океана оказываются в зависимости от других стран, территории которых приходится использовать для транзита энергоресурсов как в западном, так и в восточном направлениях. Это требует обеспечения, с одной стороны, политической стабильности на всем маршруте транспортировки, с другой – наличия альтернативных, независимых друг от друга путей транспортировки добываемого сырья.

2. В силу исторически сложившихся условий трубопроводная система региона проходила в основном через российскую территорию. Такое положение дел ставит перед руководством Казахстана задачу диверсификации поставок энергоресурсов в третьи страны.

3. Одна из главных особенностей нынешней ситуации в выстраивании энергетического сотрудничества в нефтегазовом комплексе заключается в преобладании геополитических факторов над экономическими. При этом в наибольшей степени политизирована именно сфера транспортировки энергоресурсов.

Позиция России в отношении выбора маршрутов транспортировки нефтепродуктов состоит в следующем: выступая за определенный проект строительства трубопроводов, Россия в первую очередь оценивает возможность распространения своего политического влияния на пространстве, и только после этого рассматривается экономическая эффективность исполнения проекта (как и происходит с собственными проектами на территории России).

Исторически острая борьба за маршруты транспортировки нефти на западный рынок началась в 1994 году, после подписания Азербайджаном «контракта Века», реализация которого предусматривала, что нефть с трех месторождений каспийского шельфа Азербайджана должна была пойти на Запад уже в 1996 году. Это была так называемая «ранняя» нефть Каспия. Начиная с того времени начало обостряться соперничество за транспортировку и «большой» нефти, которая ожидалась несколькими годами позже. Основополагающей была не только экономическая подоплека, конкуренция приобрела четкий оттенок геополитического противоборства ведущих держав мира. Ведь контроль над трубопроводами обеспечивал контроль над перспективными коммуникационными проектами, что обеспечивала возможность влиять на политику как каспийских, так и

прилегающих к ним транзитных государств, а также беспрепятственное использование выгодного военно-стратегического положения стран региона.

В связи с этим сразу же выросла геополитическая роль основных нефтегазодобывающих государств региона: среди них был и Казахстан, позиции которого имеют превалирующее значение и в определение международного статуса государства, и, конечно, в выборе маршрутов каспийских нефтегазопроводов.

Борьба за контроль над трубопроводной системой определяла внешнеполитический курс супердержав и место региональных сырьевых стран, которые стремились к диверсификации поставок энергоресурсов. Монополия одной страны над трубой и, следовательно, возможность политического и экономического давления, не были по нраву ни руководству этих стран, ни странам Запада во главе с США. Как отмечают некоторые эксперты, политика США в прикаспийском регионе строится на существенном факторе: ограничить доступ России к основным экспортным артериям.

Долгое время трубопроводные потоки из Казахстана велись только через Россию. Создание новой системы трубопроводов и транспортных коммуникаций как БТД, КТК, а также газопровод Туркмения–Китай, идущий через Казахстан (газопровод Казахстан–Китай), в некоторой мере скорректировали политическую ситуацию в регионе, ослабив позицию России.

Выгодное географическое положение Казахстана позволяет ему участвовать в создании новых транспортных маршрутов. В условиях независимой внешнеэкономической стратегии идея создания альтернативных экспортных коридоров и магистралей стала для Казахстана реальностью.

Ограниченные возможности России в отношении ЕС и США наталкивают РФ смещать государственный внешнеполитический курс в сторону АТР и Ближнего Востока, где Китай, Япония, Саудовская Аравия и Иран рассматриваются руководством России как ключевые партнеры.

Тем не менее, восточное сотрудничество в настоящий момент ограничивается лишь углублением отношений с КНР. Поэтому России приходится учитывать интересы Китая, что стало явно заметно в процессе урегулирования вопроса относительно цен на газ в рамках долгосрочного контракта и строительства газопровода «Сила Сибири».

Стоит предположить, что неразглашение ценовых условий контракта по проекту «Сила Сибири» не является условием Китая ввиду того, что последний отказался от предоставления аванса на строительство газопровода, что наталкивает на мысль об экономической эффективности и целесообразности для России реализация данного проекта. Таким образом, подписание договора о сопряжении ЕАЭС и Экономического пояса Шелкового пути является для России актом плодотворного взаимодействия с КНР. Невозможно определить сейчас, будет ли найден баланс между интересами в отношении КНР, с одной стороны, и странами Центральной Азии – с другой.

Выводы

Борьба за доминирование в Центрально-Азиатском регионе между Китаем и Россией носит объективный характер. В свою очередь для Казахстана важно уравновесить «чашу весов» между необходимостью развития своей стратегической отрасли за счет иностранных инвестиций (в т.ч. Китай, США, страны Западной Европы) и интеграции в рамках существующего Евразийского экономического союза (ЕАЭС).

С одной стороны, стабильно реализуемая сегодня интеграция, пока еще в полной мере не коснувшаяся энергетической отрасли, не учитывает в равной мере первостепенные (формирующие основу экономического развития государства) интересы стран-участников. Тем не менее, политическое влияние в регионе более крупного игрока требует концентрацию

усилий по реализации внутренней политики, соответствующей общей концепции развития в рамках интеграционного образования.

С другой стороны, для возможности интегрироваться энергетически необходимо иметь стабильно функционирующую энергетическую систему. Во многом в Казахстане стабильность завязана на постоянном притоке иностранных инвестиций, в большей степени – китайских. Процесс инвестирования не ограничивается финансовыми потоками и развивает другие отрасли страны-донора. Например, известны случаи привлечения китайской рабочей силы в строительстве трубопроводов, железной дороги и других объектов инфраструктуры Казахстана. Тем самым наблюдается не только целенаправленность Китая в оперативном управлении активами нефтегазового сектора Казахстана, но и «осваивание» других стратегических отраслей, таких как металлургия, угольная промышленность, строительство и др.

Курс на расширение своего влияния в целом в регионе Китай строит осмотрительно. Дипломатия КНР стремится избежать конкуренции с Россией, которую она рассматривает не как соперника, а больше как партнера в деле предупреждения усиления позиций Запада и США. Политически «большой» российско-китайский Договор о стратегическом партнерстве 2001 г. косвенно распространяется и на Центральную Азию. КНР позиционирует себя в Центральной Азии пока как государство, которое признает российские приоритеты в данном регионе, не пытается подменить или выдавить Россию, тем не менее, плавно и осмотрительно ведет активную пропаганду расширения собственного экономического влияния в Центральной Азии через реализацию проекта «Один пояс – один путь». Одной из главных преимуществ политики Китая в Центральной Азии является невмешательства Китая во внутренние дела и лояльное отношение к проявлению коррупции в странах Центральной Азии, ведь коррупция в данном регионе считается как неотъемлемый элемент ведения бизнеса.

Благодаря этому экономически Китай (по объемам инвестиций, числу реализованных инфраструктурных и энергетических проектов за последние 15 лет) обошла Россию, Турцию и многие другие страны.

Казахстан остается приоритетной страной для Китая в Центральной Азии в плане развития двустороннего сотрудничества. На Республику Казахстан приходится порядка 70% товарооборота между Китаем и всеми Центрально-Азиатскими странами. Увеличение оборота торговли идет за счет открытой в 2006 г. на китайско-казахстанской границе трансграничной зоны свободной торговли.

В 2017 году Китай стал крупнейшим внешнеторговым партнером Казахстана. Доля КНР в общем объеме товарооборота РК с другими странами составила 17,4% и ежегодно увеличивается двузначными цифрами.

В 7 раз вырос экспорт природного газа из Казахстана в Китай – с \$ 91,5 млн до \$ 635,7 млн.

Кроме того, страны подписали Соглашение, согласно которому с 2019 года Казахстан планирует увеличить экспорт газа в Китай вдвое: с 5 до 10 млрд куб.м в год. А в 2017 году Туркменистан поставил в Китай в общей сложности свыше 30 млрд куб. м газа.

Все это свидетельствует о том, что энергетическая экспансия Китая в Центральную Азию продолжается. Однако китайские инвестиции и кредиты вряд ли могут полностью обеспечить потребности Казахстана и других стран Центральной Азии, где требуются радикальные социально-экономические реформы, что требует усиления многовекторности внешней политики государства, направленные на эффективную диверсификацию и «экономизацию» внешней политики Казахстана.

Никишина А.А., Калинина В.Э., Симонова А.И.
Особенности распространения влияния компаний нефтяного сектора
России на международный рынок

Рассмотренная в статье проблема чрезвычайно актуальна в современном мире, а, особенно в экспортно-ориентированных странах. Давайте ответим на вопрос, что же такое международная экспансия? Это выход компании на международные рынки через осуществление деятельности за пределами своей страны. В целом причины, которые заставляют российские компании интернационализироваться, очень похожи на те, что стимулируют выходить за рамки национальных границ предприятия других стран. Как правило, их можно объединить в три группы: поиск сбытовых рынков; поиск ресурсов (финансовых, полезных ископаемых и пр.); повышение эффективности функционирования.

Существует несколько стратегий интернационализации бизнеса, которые компании могут выбрать, выходя на зарубежный рынок. Выделяют следующие: экспорт, лицензирование, франчайзинг, совместное предприятие, прямые иностранные инвестиции и др. Анализ деятельности российских компаний за рубежом показывает, что все указанные выше причины лежали в основе интернационализации отечественного бизнеса. Дополнительный рост доходов достигался через механизм экспорта, что давало возможность получения прибыли вследствие существенной разницы цен на продукцию на внутреннем и мировом рынках. Этот путь был характерен для ПАО «Газпром», нефтяных компаний, производителей других видов сырья в России. Со временем экспортеры начали инвестировать в сбыт, транспортировку, переработку и другие сферы производства с более высокой добавленной стоимостью, позволяющие повысить эффективность работы. «Такой игрок нефтяного рынка, как ПАО «Лукойл», избрал для себя стратегию интегрированного роста, ведь, как отмечается на официальном сайте компании, географический рост-залог надежности и эффективности компании» [3, С. 188].

Действительно, географическое присутствие разнообразно: Россия, Европа, Азия, Америка, Африка. Компания устойчива в финансовом плане, имеет надежного зарубежного поставщика «ЛИТАСКО», который осуществляет весь объем поставок и трейдинговых операций компании на глобальных рынках. Компания стала более прозрачна для инвесторов, так как перевод на данного оператора позволил упростить экспортные потоки и сбытовые схемы [6, С. 2].

Однако не стоит забывать, что существует достаточное количество внешних факторов, которые сдерживают эффективное развитие компаний нефтегазовой отрасли, характеризующейся определенной спецификой. Рассмотрим их подробнее: Bloomberg назвал 5 основных ценовых факторов, которые напрямую влияют на волатильность нефтяных рынков [1, С. 5]:

1. Сланцевый фактор-рост поставок сланцевой нефти из США на фоне взрыва на трубопроводе в Ливии. В ноябре Международное энергетическое агентство (МЭА) выпустило прогноз о том, что добыча в США может резко вырасти уже в ближайшие годы [4, С. 1]. Нынешний рост цен на нефть во многом обусловлен общим настроением на рынках: участники биржевых торгов покупают различные активы, и финансовые, и сырьевые, такой оптимизм и приводит к росту нефтяных котировок;

2. Влияние ОПЕК, которая заинтересована в том, чтобы контролировать нефтяной рынок и обеспечивать его устойчивость посредством сокращения добычи нефти;

3. Геополитические риски, заключаются в том, что такие страны-экспортёры нефти, как Венесуэла, Иран и Саудовская Аравия способны значительно повлиять на ценовой диапазон нефти;

4. Падение волатильности за последние 3 года, только усиливает уже существующие риски;

5. Рост числа спекуляций в нефтяном секторе способен спровоцировать обвал нефтяного рынка в 2018 году.

Увеличение числа мероприятий в области добычи нефтепродуктов в США, Ливии и Нигерии, а также повышение контролирующей активности ОПЕК - негативно отражается на настроениях участников рынка [2, С. 19]. 30 ноября в Вене страны ОПЕК продлили соглашение о сокращении добычи нефти до конца 2018 года, в результате чего Россия согласилась сократить добычу на 300 тыс. баррелей в сутки до 11,3 млн. баррелей (рис.1).

Рисунок 1. Динамика добычи нефти в России за 2017 год

Динамика добычи нефти странами ОПЕК в 2017 году представлена на рисунке 2.

Рисунок 2. Динамика добычи нефти странами ОПЕК за 2017 год

Аналитики характеризуют сделку по сокращению Россией добычи нефти, как средство передышки компаний, несмотря на сдерживающий характер ценовой волатильности. В результате её прекращения, на рынке нефти может произойти обвал цен, что наблюдалось в 2014 году.

На данный момент наблюдается следующая картина: крупнейшие нефтяные компании испытывают трудности, в связи с тем, что их балансы снижаются на фоне более высоких расходов, падения прибыли и резкого роста задолженности. Состояние коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов пока не дает оснований для восстановления рынка.

В таких условиях российским нефтяным компаниям достаточно трудно поддерживать свою капитализацию на желаемом уровне: в связи с введением санкций российские нефтяные компании, цель которых-международная экспансия, вынуждены все больше фокусироваться на внутреннем рынке. Так, например, "Лукойл" - лидер по количеству активов за рубежом среди российских НК - добывает за пределами России лишь 13% от своей общей добычи и, как говорится в докладе бизнес-школы "Сколково", вопрос о расширении деятельности пока остаётся открытым. Не вполне понятна и условия реализации зарубежных проектов "Роснефти" и "Зарубежнефти". Авторы исследования сошлись на мнении о том, что дальнейшая глобализация компаний может быть серьёзно ограничена [7, С. 8].

Что касается санкций и того режима, который был введен ещё в 2014 году в отношении России Евросоюзом и США, российский нефтяной бизнес неплохо к нему адаптировался - полагают эксперты Центра исследований в области энергетики бизнес-школы "Сколково". «Однако после 2025 года нефтегазовый сектор России может столкнуться с проблемами в связи с ростом трудно извлекаемых запасов и отсутствием собственных технологий» [3, С. 191]. Эксперты предрекают возможное будущее падение стоимости барреля нефти в связи с отсутствием налаженной экспертизы и собственных технологий. На их взгляд, в таком случае сокращение добычи нефти будет достаточно чувствительным. В связи с чем ПАО «Лукойл» выдвинула новую стратегию своего развития: прежняя фокусировалась на активной экспансии за пределы России, расширении сырьевой базы, экстенсивном росте объемов добычи и выручки. Компания обещала увеличить свои запасы на 10 млрд баррелей нефтяного эквивалента, нарастить объемы добычи на 50%, модернизировать все свои НПЗ — и все это без роста заимствований и при продолжении курса на увеличение дивидендных платежей [5, С. 2]. При проведении дивидендной политики компания придерживается агрессивной стратегии, год за годом наращивая процент дивидендной доходности выше темпов инфляции. Исключение составил лишь 2014 год. Переходя к новой стратегии, можно говорить об отказе от активной зарубежной экспансии — компания предпочла сфокусировать свои усилия на России: 80% инвестиций в ближайшие 10 лет будут осуществляться на территории Российской Федерации. ПАО «Лукойл» отказывается от увеличения объемов активов — основной упор делается на усиление эффективного использования уже существующих. В вопросе сырьевого обеспечения компания планирует применять простое восполнение сырьевой базы. В результате сократятся удельные затраты и увеличится свободный денежный поток. Необходимо отметить, что за последние 3 года, согласно динамике, он уменьшался, коэффициент покрытия дивидендов свободным денежным потоком составил: в 2017 г. - 178%, в 2016 г. - 200%, в 2015 г. - 222%.

«В данной ситуации уместным будет грамотный учёт затрат по всем функциональным отделам организации, а в особенности-кадрового, так как компания располагает мощным кадровым потенциалом и имеет резерв кадров на различные должности: управленческие, инженерные, мобильный персонал-программы подготовки к ведению деятельности в российских и зарубежных проектах, в т. ч. иностранный язык и страноведение; молодые специалисты. Если предоставить людям возможность стажироваться в компании, предлагать больше рабочих мест на вакантные должности, сократив тем самым удельную выработку действующих сотрудников на 20-30 %, текучесть кадров по России и за рубежом снизится на 2,6 % или 2805 человек, что существенно сэкономит деньги организации на поиск, наем, обучение, и адаптацию нового персонала. Данная стратегия в рамках стратегии интегрированного роста и сбалансированной стоимости высвободит, на наш взгляд, больше средств ПАО «Лукойл» (до 80 %) в российские проекты.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что, в связи с изменяющимися жёсткими условиями внешней среды, компания вырабатывает новую стратегию развития. Получится у компании реализовать намеченные цели или нет, покажет время» [3, С. 192].

Открытым остается вопрос, какое будущее ожидает мировой рынок нефти, а также, какое положение займёт России на нем, каковы основные направления развития и новая

стратегия? Все это волнует, как страны-производители нефти, так и современное человечество. История знает примеры, когда мировой рынок нефти был длительное время в состоянии дисбаланса, цены на мировом рынке упали в несколько раз, что тем самым обострило ситуацию, сложившуюся не самым благоприятным образом и для России (период с 2014 до начала 2016 г.). Несмотря на различные трудности, в 2016 г. Россия заняла лидирующую позицию по мировой добыче нефти и газового конденсата, обогнав тем самым Саудовскую Аравию и США. Ситуация на мировом рынке также начала понемногу стабилизироваться, и этому способствовал целый ряд причин: высокий уровень выполнения своих обязательств странами - участниками соглашения, а также увеличившийся рост спроса на нефть, что было вызвано потребностями глобальной экономики. Так что же ждет Россию и весь мировой рынок нефти стабильность, находящаяся под контролем или же «качели» нефтяных цен?

Обрадованные успехом «взлета» цен на нефть в 2017 году, эксперты высказали идею о том, что благодаря такому «прорыву», в скором времени цены на «черное золото», в скором времени могут вернуться в исходное значение (2014-2016 гг.). Это утверждение не сбудется хотя бы по причине развития сланцевой нефтедобычи в США. Сланцевая отрасль в Америке остаётся устойчивой к колебаниям цен, во многом за счет своей гибкой экономической модели функционирования, а также за счет непрерывного внедрения технологических новаций. Благодаря их внедрению объем добычи сланцевой нефти увеличился втрое за последние 3 года. Целый перечень преимуществ дал сланцевой отрасли существенный потенциал для развития. А вот на нефтяную отрасль существенное влияние может оказать, взятая ранее «инвестиционная пауза», в период с 2015 г. по 2016 г; которая привела не только к снижению привлекательности к отрасли, «заморозке» ряда важнейших проектов, но и к общему снижению добычи нефти на 40%.

Сегодня современный мир вошел в активную фазу трансформации, как в плане экономики, так и в плане энергетики за счёт «прорывных» достижений НТП. В основном, привлекательными со стороны инвесторов, проектами являются: совершенствование возобновляемых источников энергии, изобретения новых стандартов. Всё это означает, что нефтяной рынок ждут серьезные изменения. Не стоит этого пугаться, все изменения не будут резкими, поскольку новой энергетике не под силу удовлетворить современные потребности мира, в случае резкого перехода с нефти на сланец. Что можно сделать в этой ситуации? Для начала необходимо отбросить все иллюзии относительно будущего развития отрасли, стараться вести такую энергетическую политику, которая не будет препятствовать разработке и совершенствованию новых «трендов» в сфере энергетики. Должна быть поддержка (инвестиционная) в уже существующие энергетические отрасли, которые тоже приобретают инновационный характер, делая мировую энергетическую систему более стабильной.

Стоит упомянуть о перспективах развития России на мировом рынке. Россия смогла заработать «уважение» и блестящие оценки экспертов, которые впоследствии дали хорошие прогнозы относительно будущего. К примеру, по оценке «Goldman Sachs» было высказано мнение, что российские проекты генерируют положительный денежный поток, даже в условиях цен на нефть, в размере 10\$ за баррель. А консалтинговое агентство «Wood Mackenzie» высказало предположение, что 80% всех российских проектов смогут «выжить» даже при стоимости нефти в 20\$ за баррель. Дальнейший потенциал России будет заключаться в «наращивании» добычи нефти около 12-12,1%. Все это нашло подтверждение в российских документах, а также в международных прогнозных оценках. В своей долгосрочной перспективе Россия должна сделать упор на развитие нефтегазохимических производств, поскольку может похвастаться качественным сырьем, обеспечивающим конкурентоспособность на мировом рынке, а также доступностью сырья для быстроразвивающегося Азиатско-Тихоокеанского региона. И уже сегодня это делает российскую нефтегазохимию одним из приоритетных направлений развития в условиях перехода на новую реальность.

Список используемой литературы

1. Казарновский П. Bloomberg назвал пять важнейших для нефтяного рынка факторов на 2018 год // РБК-28.12.2017. С. 5.
2. Оверченко М. Нефтяной рынок попал под власть «медведей» // Ведомости-20.06.2017. С. 19.
3. Развитие интеграционных процессов в экономике России: монография / кол. авторов; под ред. Д.К. Балахановой, В.В. Великороссова, М.И. Максимова, С.А. Филина. — Москва: РУСАЙНС, 2018. С. 188-192.
4. Фадеева А. Нефтяное заклятие // РБК-№208-30.11.2017. С. 1.
5. Эксперт-online. «ЛУКОЙЛ» сосредоточивается: меньше амбиций, больше эффективности // Эксперт-№14-02.04.2018. С. 2.
6. Данные официального сайта компании. Url.: <http://www.lukoil.ru/Company/BusinessOperation/GeographicReach> -с.2.
7. Нефть и санкции: российский ТЭК ожидают проблемы после 2025 года. Бизнес-онлайн // Benzol.ru.-15.03.2018.

Юрченко Н.Ю., Навроцкая Н.А.

Современное состояние ТЭК Индии. Перспективы энергетического сотрудничества РФ и Индии

На протяжении последних семи лет промышленность Индии одна из самых крупных и быстрорастущих в мире, в стране производится 2% от мировой промышленной продукции, в промышленном производстве задействовано 25% трудоспособного населения. Темпы среднегодового роста ВВП Индии также очень высоки, они не опускались ниже 5%. С 2010 года основу экономики государства составляют нефтехимия, металлургия, горнодобывающая и текстильная промышленность, сельское хозяйство, машиностроение, транспорта. Все эти отрасли являются чрезвычайно энергозатратными. Увеличивающийся спрос на энергоносители и энергопотребление объясняется устойчивым ростом экономики страны.

Индия является четвертой страной в мире и второй в Азии, уступая только Китаю, по потреблению энергоресурсов, а также входит в число крупнейших импортеров нефти и газа, в основном СПГ.

Более 70% энергобаланса страны составляют уголь и нефть. Доля газа в суммарном потреблении энергии менее заметна, что объясняется доминированием угля и быстрым ростом возобновляемых источников энергии (солнечная, ветряная и биомасса). Низкая доля газа также объясняется неразвитостью газотранспортной инфраструктуры, что ограничивает возможности поставок.

Рисунок 1. Потребление энергоресурсов.

Более 70% электроэнергии Индии сегодня вырабатывается ТЭС, использующими преимущественно уголь. Страна обладает большими собственными запасами угля, его стоимость достаточно низкая. Индия является третьим в мире производителем и третьим потребителем угля. Крупным производителем угля является государственная компания Coal India Limited (CIL). Стоит отметить высокую зольность топливного угля и недостаток мощностей по добыче и переработке данного ресурса. Цена на уголь формально не

регулируется государством, однако, производители должны согласовывать изменение цен с министерством энергетики. Без импортного угля, который по стоимости существенно превосходит отечественный, не возможно покрыть потребность в электроэнергии. Основные экспортеры угля Индонезия (50%), Австралия (25%) и ЮАР (15%). По прогнозам Правительства страны ожидается снижение доли угольной энергетики в структуре энергопотребления до 50% к 2030 году. Однако, уголь остается пока наиболее экономичным для Индии, поэтому власти делают ставку на угольную энергетику, в ближайшей перспективе изменение будет достигаться не за счет вытеснения угля, а благодаря росту доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Через 10 лет ожидается увеличение в 2 раза использования солнечной и ветряной энергетики. Согласно государственной программе Jawaharlal Nehru National Solar Mission мощность солнечных электростанций в 2022 г. должна составить 22 ГВт. Наибольшее количество электростанций сосредоточено в северо-западной части страны, в таких штатах как Гуджарат, Раджастан, Ладакх и Махараштра. Однако развитие этого вида энергетики сдерживается высокими капитальными вложениями.

Индия – один из мировых лидеров ветряной энергетики, которая развита в штатах Гуджарате, Карнатаке, Тамилнаде и Кашмире. Большинство индийских ветряных участков расположены во втором классе (200-300Вт/м²). Среднегодовой темп роста ветроэнергетики составляет около 15%.

Из всех типов возобновляемой энергии в мире наибольшее распространение получила гидроэнергетика. Индии – не исключение, ГЭС находятся в основном в горных штатах: Уттаранчале, Джамме и Кашмире, а наибольшее количество сосредоточено в Аруначал-Прадеше. В последнее время было обнаружено около 5000 потенциальных участков для создания малых ГЭС, строятся приливные и геотермальные электростанции. В таких условиях Правительство Индии приняло решение о приоритетном развитии гидроэнергетики до 2025 года

Будучи аграрной страной, Индия особое внимание уделяет производству биотоплива. Кусты ятрофы являются перспективной сельскохозяйственной культурой для производства биодизеля. С 1 га этой культуры получают 1890 л масла, что в 4 раза больше, чем с 1 га сои. К 2020 году Индия планирует производить 20 млн т биодизеля в год.

Важное значение для Индии имеет атомная отрасль. Ожидается, что к 2020 г. в эксплуатацию поступит 146000 МВт ядерных мощностей. В стране действует 21 атомный реактор, суммарная мощность АЭС превышает 6 ГВт, еще 6 реакторов находятся на различных стадиях строительства. Их ввод в эксплуатацию позволит довести мощность атомной энергетики страны до 10 ГВт. Не смотря на положительную динамику, атомная энергетика страны сталкивается с серьезными проблемами: высокая стоимость строительства - один реактор АЭС может стоить \$5-10 млрд, длительными сроками строительства и запуска в эксплуатацию. Атомная отрасль сможет обеспечить около 5% энергопотребления страны.

Одной из серьезных проблем Индии является ее неучастие в Договоре о нераспространении ядерного оружия. С 1974-2008 гг. Индия не допускалась к международной торговле ядерными технологиями, и была вынуждена использовать достижения отечественной атомной энергетики. Страна лишена запасов природного урана, что постоянно приводило к проблемам с поставками топлива. В 2008 г МАГАТЭ сняло ограничение на сделки с Индией на получение ядерных технологий и топлива.

Индия является страной зависимой от импорта нефти. Её ввоз достигает 75-80% внутреннего спроса. Собственная добыча нефти в Индии пока не велика и покрывает около 20% внутреннего спроса, но надо учитывать, что страна имеет низкий уровень геологической изученности, и аналитики предполагают наличия потенциала открытия крупных месторождений. Основными поставщиками нефти являются страны Ближнего востока, в

частности Саудовская Аравия (24%), Катар и Венесуэла (12%). По прогнозам потребление нефти в Индии будет возрастать более чем на 4% в год.

Рисунок 2. Структура нефтекомплекса Индии: импорт, добыча, потребление.

Источник: <https://www.ibef.org/industry/oil-gas-india.aspx>

Среди большого количества нефтегазовых компаний, крупнейшими являются государственные компании: Oil and National Gas Corporation (ONGC) и Индийская Нефтяная Корпорация (Indian Oil Corporation).

Индия является одним из крупнейших переработчиков нефти и экспортером нефтепродуктов на мировом рынке. Такая ситуация сложилась благодаря тому, что страна смогла привлечь частные инвестиции в данный сектор, что позволило ей выйти на 4 место в мире по объемам производства нефтепродуктов, топлив и масел.

Природный газ в настоящее время составляет около 6% энергетического баланса страны. Собственная добыча порядка 30 млрд. куб. м в год, а потребность около 50 млрд. куб. м., необходимые объемы Индия получает за счет импорта СПГ. Основным поставщиком газа выступает Катар (около 80%). Существуют несколько проектов строительства газопроводов: проект ТАПИ (Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия), проект Мьянма-Бангладеш-Индия, газопровод «Мир» (Иран – Пакистан – Индия).

В последнее время огромное значение начинают приобретать отношения России и Индии в области энергетики. Россию и Индию связывает более чем 70-летняя история дипломатических отношений. Особую роль в этих отношениях играет перспектива энергодиалога между странами. История нашего сотрудничества в области атомной энергетики берет свое начало с 70-х гг. прошлого века. Повышенный интерес вызывает разработка месторождений природного газа российскими компаниями, российский бизнес заинтересован в инвестировании в строительство трубопроводов.

Одним из важнейших проектов российско-индийского сотрудничества в области атомной энергетики является АЭС «Куданкулам». Российская сторона проводит ввод в эксплуатацию, поставку оборудования и материалов из РФ, надзор за строительством зданий и сооружений АЭС, обучение индийского персонала и техническую поддержку. Индийская сторона осуществляет строительство, пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию.

В настоящий момент на станции работают два реактора, начато строительство третьего энергоблока, законтрактовано строительство четвертого и пятого реакторов.

Во время официального визита президента РФ Владимира Путина 4-5 октября 2018 года в Индию были достигнуты договоренности о сотрудничестве на российском арктическом шельфе, наша страна является крупным поставщиком СПГ, который для Индии является приоритетным способом импорта природного газа. ПАО «Роснефть» инвестировало средства в приобретение 49% акций индийской компании Essar Oil Ltd. Стоимость двухсторонних энергетических соглашений составляет порядка 23 млрд. долларов. Индия стремится обеспечить поставку российских углеводородов, планируется совместное строительство атомных электростанций. В свою очередь для России сложившаяся ситуация дает шанс диверсифицировать свой энергетический экспорт за счет Индии.

Развитие инфраструктуры в Индии также предоставляет крупные возможности для российских компаний. В качестве приветственного шага на саммите в Гоа в 2016 году был создан двусторонний инвестиционный фонд Индийского фонда национальной инфраструктуры с Российским фондом прямых инвестиций для содействия инвестициям в высокие технологии обоих государств. Вместе с тем, были подписаны Меморандумы о развитии интеллектуальных городов, транспортная логистика, судостроение и железные дороги в штате Андхра-Прадеш, а также развития сотрудничества в нефтегазовой сфере между другими районами. Предполагается, что РФ также будет инвестировать в проект промышленного коридора в Дели-Мумбаи. Данный проект охватывает площадь около 400 000 кв. км и шесть штатов с населением 178 миллионов человек, проект включает девять крупнейших промышленных зон. Предварительное время окончания строительства конец 2018 года.

Список используемой литературы

1. Карпов А.А. Индия как участник мирового энергетического рынка: тенденции и перспективы
2. Министерство угольной промышленности Индии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://coal.nic.in/content/production-supplies>
3. Рева А.Р. Перспективы развития энергетического комплекса Индии // Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. Отв. ред. С.В. Жуков. М.: ИМЭМО РАН, 2016, С. 145-153.
4. 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
5. Халова Г.О., Рева А.Р. Современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Индии. Журнал «Инновации и инвестиции» №7, 2016. С.77-80.
6. BP Statistical Review of World Energy 2016 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
7. CEA (Central Electricity Authority) (2014a), General Review 2014, CEA, New Delhi.
8. DAE (Department of Atomic Energy) (2015), Annual Report 2014-15, DAE, Mumbai
9. Global Fuel Prices Database. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.globalpetrolprices.com/diesel_prices/
10. Government of India. Ministry of Power. Initiatives and Achievements [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://powermin.nic.in/en/content/initiatives-and-achievements>
11. India continues developing its strategic petroleum reserve as its oil imports grow // EIA [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27132>

12. India Energy Outlook. WEO-2015 // International Energy Agency
13. Jain, A., et al. (2015), Access to Clean Cooking Energy and Electricity – Survey of States, Council on Energy, Environment and Water, New Dehli.
14. United Nations Population Division (UNPD) (2015), World Population Pro-spects: The 2015 Revision, United Nations, New York.
15. World Bank (2014), Brief: The Transport Sector in India [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://go.worldbank.org/FUE8JM6E40>
16. World Bank Database [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://data.worldbank.org>

Инвестиции в мировом ТЭК: обзор трендов и вызовов

Топливо-энергетический комплекс является фундаментальной и одной из наиболее капиталоемких отраслей мировой экономики. Инвестиции играют определяющую роль для развития ТЭК, особенно в секторе добычи углеводородов. При этом инвестиционные тренды в мировом ТЭК крайне чувствительны как к положительным, так и к негативным изменениям в мировой экономической конъюнктуре. В связи с возрастающими рисками разведки и разработки новых, более труднодоступных запасов нефти и газа, инвесторы вынуждены проводить более глубокую оценку проектов в секторе Upstream. Различные особенности инвестиционного процесса присущи также и другим секторам ТЭК: транспортировке и переработке энергоресурсов, электроэнергетике и бытовому сектору.

По данным статистики МЭА, объем инвестиций в мировой ТЭК (с учетом затрат на модернизацию инфраструктуры и собственные нужды ТЭК) по итогам 2017 года составил более 1,8 трлн долларов США, что составляет около 1,9% мирового ВВП (по оценке Всемирного Банка). Объем инвестиций в мировой ТЭК снижается третий год подряд за счет сокращения вложений в электроэнергетику, при том, что инвестиции в добычу и переработку нефти и газа растут, и на их долю пришлось почти 60% от всего объема инвестиций в ТЭК (Рис. 1).

Рисунок 1. Инвестиции в мировой ТЭК в 2017 г. в разрезе секторов

Источник: МЭА // www.iea.org/statistics/

Важно отметить, что снижение объема инвестиций в денежном выражении зачастую не означает стагнации или кризиса какого-либо сектора ТЭК. К примеру, в области возобновляемой энергетики снижение объема инвестиций в 2017 г. на 7% вызвано в первую очередь уменьшением стоимости солнечных батарей и компонентов ветровых генераторов при одновременном увеличении доступности комплексных технологических решений для солнечной и ветровой генерации (преимущественно, благодаря китайским производителям). Снижение капитальных затрат в данном случае привело к сокращению инвестиционных потоков при увеличении объемов ввода мощностей солнечной генерации в мире в 2017 году.

В то же время, следует подчеркнуть, что в конъюнктурно-чувствительных секторах, таких, как разведка и добычи нефти и газа, инвестиционные потоки прямо коррелируют с динамикой мировых энергетических рынков, в первую очередь – рынка нефти. При высоких ценах на нефть и благоприятных прогнозах спроса компании склонны наращивать инвестиции в разведку, разработку и добычу месторождений, вводить в эксплуатацию технологически сложные и высокорисковые проекты. В случае существенного снижения цен на нефть (например, в 2014 году) международные и национальные нефтяные компании напротив, прибегают к реализации консервативных инвестиционных стратегий, сокращая вложения в наименее перспективные активы. Подобная чувствительность к рыночным факторам – объективное явление, однако высокая волатильность мировых энергетических рынков создает существенные трудности инвесторам. Инвестиционный цикл большинства проектов в секторе разведки, разработки и добычи углеводородов характеризуется значительной продолжительностью (от 1-2 лет для легкодоступных запасов до 10 и более лет для трудноизвлекаемых, глубоководных и других подобных месторождений). В этой связи высокая неопределенность состояния рынка делает невозможным эффективное стратегическое планирование инвестиционных циклов, а риски потери вложенных средств значительно возрастают. Кроме того, реализация консервативной стратегии сокращения инвестиций в сектор разведки, разработки и добычи может быть эффективна в краткосрочном периоде, однако в среднесрочном и долгосрочном периодах создает риски иного порядка, связанные с сокращением доказанных запасов на балансах нефтегазодобывающих компаний и снижением важнейшего показателя R/P (Resource to Production). В условиях относительно благоприятной ценовой конъюнктуры мирового нефтяного рынка, которая была обеспечена во многом благодаря успешности действий ОПЕК+, инвестиции в разведку, разработку и добычу в 2017 году выросли на 2% к уровню 2016 года и достигли уровня в 450 млрд долларов.

Сектор переработки, в условиях достаточной доступности сырья и роста спроса на топливные нефтепродукты и продукты нефтехимии и газохимии, показал рост на 4% к уровню 2016 года. Этому способствовало продолжение инвестиционного цикла в нефтепереработке США, интенсивное развитие отрасли в Китае, продолжение модернизации российских НПЗ и начало строительства Амурского газоперерабатывающего комплекса. Значительный рост инвестиций (на 11%) в сектор транспорта энергоресурсов сформирован интенсивным развитием мировой торговли СПГ, а также реализацией крупных трубопроводных проектов в Евразии (Северный поток – 2, Турецкий поток, Сила Сибири). Кроме того, многие крупные компании стремятся к формированию интегрированных производственных цепочек на основе новых добычных проектов с целью увеличения маржинальности. В соответствии с изменениями в структуре мирового энергетического баланса снизились инвестиции в добычу угля и угольную генерацию, а также в сектор ядерной энергетики. Важной тенденцией мировых инвестиций в ТЭК является интенсивный рост относительно новых направлений развития отрасли – электрического транспорта, перспективных систем хранения энергии, а также новых технологий энергосбережения и энергоэффективности (Рис. 2).

Рисунок 2. Динамика мировых инвестиций в ТЭК в 2003-2017 гг., в разрезе основных секторов

Источник: МЭА // www.iea.org/statistics/

В географическом разрезе основным реципиентом мировых инвестиций в энергетику остается Китай. В 2017 году на Китай пришлось около 20% мировых инвестиций в ТЭК. При существенном сокращении вложений в угольную электрогенерацию, Китай продолжает интенсивно наращивать затраты на развитие альтернативных и возобновляемых источников энергии, электрических и трубопроводных сетей и энергетическую эффективность. На долю США пришлось около 16% мирового объема инвестиций в ТЭК, главным образом вложения осуществлялись в газовую электрогенерацию и развитие электрических сетей при том, что затраты на ВИЭ в США снижаются. Страны Европейского Союза принимают около 14% мирового инвестиционного потока в области ТЭК, в первую очередь – в сектор ВИЭ и энергетической инфраструктуры в рамках реализации стратегических задач единой европейской энергетической политики при сокращении вложений в традиционную генерацию (Табл. 1).

В последние годы наблюдается тенденция снижения частных инвестиций в энергетический сектор, а роль государственной политики и национальных компаний существенно возрастает. По данным МЭА, в 2017 году более 55% инвестиций в новые объекты добычи нефти и газа, а также тепловой генерации было осуществлено компаниями с преимущественным государственным участием. Это свидетельствует о том, что частные инвесторы в условиях нестабильности и неопределенности развития мировой энергетики стремятся снизить риски за счет сотрудничества с государственными компаниями, в связи с тем, что прямое участие государства позволяет гарантировать более стабильную нормативно-правовую и регуляторную среду.

В целом, актуальные тенденции в области мировых инвестиций в топливно-энергетический комплекс выглядят достаточно противоречивыми. Динамика инвестиций в разрезе секторов ТЭК и регионов носит неравномерный характер. Для традиционной энергетики ключевые вызовы инвестиционного процесса лежат в области рыночной конъюнктуры. При сохранении стабильных, умеренно-высоких цен на нефть можно ожидать укрепления сформировавшегося в последние годы тренда осторожного роста инвестиций в разведку, добычу и разработку углеводородов, однако в случае новых ценовых шоков

нефтегазодобывающие компании будут вынуждены сокращать инвестиционную нагрузку в условиях ужесточения конкуренции и падающего спроса.

Таблица 1.

Мировые инвестиции в ТЭК в разрезе стран и основных секторов, млрд долл. США.

	Нефть и газ		Уголь	Генерация энергии			Электро-мобили и проч.	Электро-сети и проч.	Добыча и генерация, всего	Энерго-эффективность
	Добыча	Транспорт и переработка	Добыча и транспорт	Ископаемые топлива	Атом	ВИЭ				
ОЭСР, всего	167	115	11	43	8	139	5	137	625	140
Страны Америки	114	63	3	16	8	48	1	73	326	47
в т.ч. США	70	49	2	14	4	41	1	65	245	42
Страны Европы	40	22	2	7	0	66	4	44	185	75
Страны АТР	14	30	6	19	0	25	1	19	114	18
в т.ч. Япония	1	3	0	2	0	18	0	8	33	9
кроме ОЭСР, всего	282	128	64	89	9	159	15	166	913	96
Страны бывшего СССР	84	24	7	9	0	5	0	17	147	6
в т.ч. Россия	58	16	6	6	0	1	0	10	97	4
Прочие страны Азии	58	54	54	55	9	125	14	120	488	81
в т.ч. Китай	31	27	44	22	8	98	12	80	322	65
в т.ч. Индия	3	9	7	16	0	19	0	20	74	8
в т.ч. прочие	17	13	2	9	0	3	1	14	58	3
Ближний Восток	63	28	0	8	0	2	0	9	110	1
Африка	37	14	2	15	0	9	0	9	84	3
Латинская Америка	41	9	1	3	0	18	1	12	84	4
в т.ч. Бразилия	23	3	0	1	0	14	1	7	49	2
Мир, всего	450	266	79	132	17	298	20	303	1 566	236
в т.ч. страны ЕС	14	33	2	6	0	55	2	36	148	п.а.

Источник: МЭА // www.iea.org/statistics/

Для альтернативной, новой и возобновляемой энергетики ключевыми вызовами остаются технологические. Можно ожидать, что бурное развитие ВИЭ в различных регионах и странах мира продолжится, однако инвестиции в данный сектор будут снижаться по мере исчерпания потенциала усовершенствования имеющихся технологий и их удешевления. Для осуществления качественного прорыва в области новой энергетики необходимы значительные долгосрочные инвестиции в фундаментальные научные исследования в данной сфере.

В соответствии с прогнозами МЭА, даже при реализации максимально благоприятных сценариев для развития альтернативной, новой и возобновляемой энергетики (сценарий устойчивого развития и др.), роль традиционных источников энергии вплоть до 2030 года останется очень высокой, и на данный сектор придется не менее 40% всего объема инвестиций в ТЭК в долгосрочной перспективе.

Список используемой литературы

1. IEA Statistics Database // www.iea.org/statistics/
2. IEA World Energy Investment 2018
3. IEA World Energy Balances 2018
4. IEA World Energy Outlook 2018
5. World Bank Statistics Database // data.worldbank.org
6. BP Statistical Review of World Energy

Методология построения стратегических альтернатив в крупных нефтегазовых компаниях

Неопределенность глобальной внешней бизнес – среды для крупного нефтегазового бизнеса за последние несколько лет перешла на качественно новый уровень. Геополитические, макроэкономические, технологические и институциональные риски международных и национальных нефтегазовых компаний – МНК и ННК, осуществляющих крупные проекты по разработке углеводородных ресурсов по всему миру, существенно возросли. Строить планы на среднесрочную и долгосрочную перспективу компаниям - лидерам мировой нефтегазовой индустрии приходится в условиях, когда на фоне растущего числа глобальных вызовов им необходимо отбирать и оценивать все большее количество стратегических альтернатив развития, сохраняя при этом финансово-экономическую устойчивость и социальную ответственность. *Каковы базовые принципы формирования, подходы к анализу и отбору актуальных стратегических альтернатив развития крупных нефтегазовых компаний – НГК, на пороге перехода к низко углеводородной экономике?* Приближение этого перехода становится все ощутимее вследствие развертывания таких мирохозяйственных процессов, как повсеместное повышение энергоэффективности материального производства, снижение энергоемкости ВВП промышленно развитых стран, снижение стоимости и рост доли возобновляемых источников энергии в их энергобалансах.

Настоящий доклад посвящен углубленному анализу теоретических предпосылок выработки ответов на поставленный выше вопрос, занявший прочное и постоянное место в повестке дня для всех крупных нефтегазовых компаний мира, - как МНК, так и ННК.

Особое практическое значение проблема развития новых подходов к методологии разработки и отбора стратегических альтернатив развития приобретает для крупных компаний российского нефтегазового комплекса, вынужденно осуществляющих свою деятельность под давлением санкций и активно участвующих в реализации программы импортозамещения. Рост конкуренции и усиление рисков на рынке топливно-энергетических ресурсов диктуют необходимость выбора новых ориентиров развития всего нефтегазового комплекса РФ. Субъекты управления российским нефтегазовым комплексом стоят перед необходимостью совершенствования концептуальных подходов, методов и инструментов, используемых при подготовке и принятии масштабных, перспективных управленческих решений на основе целенаправленного анализа, отбора и оценивания стратегических альтернатив во внешней бизнес – среде с исторически рекордным уровнем неопределенности. В данном контексте стратегические альтернативы следует рассматривать как совокупность возможных направлений стратегического развития нефтегазового комплекса России, отвечающих как формирующимся новым условиям и ограничениям его внешней бизнес – среды, так и определенным внутренним критериям эффективности системного характера. Соответственно, стратегический выбор может быть представлен как процесс выявления из набора возможных к реализации в среднесрочной и долгосрочной перспективе стратегических альтернатив одной, в наибольшей степени отвечающей совокупности разработанных критериев оптимальности, для устойчивого, сбалансированного по наличным ресурсам и социально - ориентированного развития всего нефтегазового комплекса России.

Проблемам отбора и оценивания стратегических альтернатив в современной научной литературе по экономике и управлению отведено значительное место. Отчасти это связано с бурным развитием стратегического менеджмента как прикладного направления, востребованного практикой управления крупными корпоративными структурами, образующими основу в том числе и такой базовой отрасли, как нефтегазовая. Тем не менее нельзя сказать, что все вопросы, поставленные в этой области перед крупным нефтегазовым

бизнесом «новыми реалиями», получили своевременный и адекватный ответ. Более того, в известном смысле в научной литературе в «нулевые» годы сложилась своеобразная тенденция к упрощению, если не сказать больше, к примитивизации, трактовки данной проблемы, когда весь набор альтернатив для нефтегазовых компаний сводился к тому, что в результате перекрестного стратегического анализа внешней и внутренней бизнес-среды крупной НГК ее топ-менеджменту предлагается остановить свой выбор на одной из трех эталонных конкурентных рыночных стратегий в духе Ф. Котлера: концентрированный, интегрированный, диверсифицированный рост¹⁶⁵. Подобная модель разработки стратегических альтернатив для нефтесервисных компаний РФ предложена, в частности, консультативной компанией “Deloitte” (Рисунки 1, 2, 7).

Этапы разработки стратегии

Рисунок 1. Этапы разработки стратегии.

Представленный схемой подход не следует рассматривать буквально, - как актуальную управленческую технологию. О развернутом алгоритме выработки полномасштабного управленческого решения для крупной компании нефтегазового сектора экономики как целостного объекта управления с дифференциацией его стратегических задач по временным горизонтам здесь речи не идет. Мы имеем дело скорее с «образовательной технологией», которая дает представление об эталонных стратегиях как результате научного обобщения всех возможных вариантов стратегических курсов НГК, причем только на уровне входящих в нее стратегических бизнес-единиц (СБЕ). Как и большинство «образовательных технологий» в рамках теоретической дисциплины «Стратегический менеджмент», представленная на Рисунках 1 и 2 методика допускает значительное упрощение анализируемой ситуации ради достижения максимального обучающего эффекта. Поскольку реалии современной экономики формируются для нефтегазовых компаний в неизмеримо более сложную, запутанную, противоречивую и неоднозначную картину, то вероятнее всего, истинно управленческая технология скрыта в последнем варианте схемы на Рисунке 2: - «Другие альтернативы, специфичные для компании - ???». В подавляющем большинстве

¹⁶⁵ Филипп Котлер. Основы маркетинга. СПб, АО «КОРУНА», 1994 (Стр. 543 – 546).

случаев объективный и развернутый перекрестный анализ внешней и внутренней бизнес-среды современной НКГ не приведет ее топ – менеджмент, выступающий в роли «коллективного аналитика», напрямую ни к одной из трех эталонных стратегий роста, сформулированных в работах Ф.Котлера.

Разработка стратегических альтернатив

Возможные направления развития компании	
Вертикальная интеграция	Оперативность, гибкость, контроль качества
Горизонтальная интеграция	Возможность оказывать весь спектр услуг
Диверсификация	Повышение устойчивости
Концентрация на ключевой компетенции	Усиление приоритетного направления
Выход на новые рынки	Увеличение выручки
Другие альтернативы специфичные для компании	????

Рисунок 2. Разработка стратегических альтернатив

Вместо этого, скорее всего, результатом такого анализа будет построение зоны допустимых стратегических альтернатив НКГ с последующим их ранжированием по шкале заранее отобранных критериев и с окончательным выходом на оптимальный вариант стратегического курса и его последующую реализацию. Причем этот курс ожидаемо будет носить гибридный характер относительно известных теории стратегического менеджмента эталонных стратегий. Почему? Потому что в нем должна быть учтена вся сложность переплетения и взаимодействия множества факторов внешней и внутренней бизнес-среды НКГ в их динамике. Совокупность влияющих на окончательный выбор стратегической альтернативы развития НКГ факторов в результате проведенного анализа должна предстать перед субъектом стратегического управления в виде более «упорядоченного множества», чем то, которое позволяет получить субъекту управления ограниченная логика PEST-анализа.

Проблема заключается в том, что само развитие внешней бизнес – среды крупного нефтегазового бизнеса в современных условиях протекает нелинейно, неравномерно и зачастую носит «очаговый» характер с позиций идеологии PEST- анализа. Последнее означает, что в условиях тотальной неопределенности в переплетении групп факторов PEST на передний план спонтанно выходят то технологические, то геополитические, то макроэкономические факторы, всякий раз образуя уникальную комбинацию, на которую все крупные нефтегазовые компании должны адаптивно реагировать, имея при этом серьезные различия в своем ресурсном (триада «запасы – технологии - человеческий капитал»), логистическом и организационном внутреннем потенциале. Причем нарастающие изменения

во внешней бизнес - среде становятся все динамичнее, глубже и масштабнее, тогда как времени на адаптивное реагирование на эти радикальные изменения со стороны топ-менеджмента НГК остается все меньше (при кратном увеличении «стоимости» реагирования, как и «цены» ошибок в нем). И это хорошо видно на конкретных примерах.

Figure 3.1 ▸ World oil demand and price by scenario

		2014	2040	2040	2040
Demand in MTOE		latest available actual	New Policies Most likely	450 2 degree scenario	Current Policies Do nothing
	Total Demand	13,684	17,866	14,878	19,636
	vs. 2014		+31%	+9%	+43%
	Total Demand Oil	4,266	4,775	3,326	5,402
	vs. 2014		+12%	-22%	+27%
	Share of Oil	31%	27%	22%	28%
	Total Demand Gas	2,893	4,313	3,301	4,718
	vs. 2014		+49%	+14%	+63%
	Share of Gas	21%	24%	22%	24%
	Total Demand Oil & Gas	7,159	9,088	6,627	10,120
	vs. 2014		+27%	-7%	+41%
	Share of Oil & Gas	52%	51%	45%	52%

Рисунок 3. Мировой спрос и цена на нефть в зависимости от глобального энергетического сценария

Пример (1) - Парижское соглашение 2016 года. Оно ставит целью удержать прирост глобальной средней температуры «намного ниже 2°С сверх доиндустриальных уровней» и «приложить усилия» для ограничения роста температуры до 1,5°С. Согласно большинству

оценок, при нынешнем уровне выбросов парниковых газов и используемых технологий эти цели практически недостижимы. На Рисунке 3 отражены основные параметры трех сценариев развития мировой нефтегазовой отрасли с точки зрения совокупного спроса на углеводородные ресурсы с разбивкой на суточные объемы потребностей в сырой нефти и природном газе в нефтяном эквиваленте на временной горизонт до 2040 года (млн. барр. в сутки), представленные Международным Энергетическим Агентством (МЭА).

На какой из трех сценариев развития мировой углеводородной энергетики следует ориентироваться МНК и ННК в своей инвестиционной деятельности на долгосрочную перспективу? Усилия стран по сокращению выбросов ограничивают спрос на ископаемое топливо и снижают его цену. Сценарии МЭА отличаются степенью исполнения Парижского соглашения по ограничению выбросов CO₂. Базовый Сценарий Новой политики - “New Policies” предполагает, что 190 стран, подписавших документ, будут прилагать усилия, чтобы не допустить повышения среднегодовой температуры на планете более, чем на 2 градуса по Цельсию к 2040 году, в основном за счет жестких ограничений выбросов CO₂. Сценарий-450 – “450 Scenario” основан на том, что все или большинство стран поставят перед собой более амбициозную цель — ограничить повышение средней температуры менее чем 1,5 градусов по Цельсию. В этом случае страны-участники соглашения возьмут на себя более серьезные обязательства по сокращению выбросов CO₂. Как видно из таблицы, реализация “450 Scenario” приведет к падению спроса на сырую нефть на 22%, на углеводородные ресурсы в целом – на 7%. Потребность в нефти оценивается в 75 млн. барр. в день, что соответствует уровню конца 90-х. «Пик» спроса на черное золото придется на начало 20-х годов и достигнет 93 млн. барр. в день. Есть еще один, третий сценарий МЭА, внимание на котором акцентируется в меньшей степени – «Сценарий текущей политики», или “Current Policies (Do nothing)”. Он предполагает, что выбросы CO₂ останутся на сегодняшнем уровне, а Парижское соглашение фактически не будет реализовано. На фоне выхода США из Парижского соглашения и решимости Дональда Трампа снять все ограничения на выбросы в США, шансы третьего, консервативного сценария резко повышаются. При таком сценарии для крупных НГК становится вполне оправданным стратегический подход “business as usual”, поскольку в этом случае к 2040 году спрос на нефть может достигнуть 117 млн. баррелей в сутки, а цена подняться до рекордных 150 долл. за барр., тогда как при развитии событий по первым двум сценариям – 100 и 50 долл. за барр. соответственно (по курсу доллара на 2015 год) - см. Рисунок 3.1.

По оценке консультативной фирмы “Carbon Tracker Initiative”, если реализуется Сценарий – 450, а его МЭА оценивает, как реальный с 50% вероятностью, накопленный объем инвестиций нефтегазовых компаний на общую сумму \$2,3 трлн. долл. может оказаться в зоне риска из-за возможного снижения спроса и цен на нефть и газ. Так, до 50 % инвестиций “ExxonMobil” в проекты до 2025 года могут оказаться ненужными из-за снижения потребления ископаемых энергоносителей. У таких компаний как “Royal Dutch Shell”, “Chevron”, “Total”, “Eni” - до 40 %, у BP - до 30 %. В рейтинге “Carbon Tracker Initiative” представлены и шесть российских компаний, в том числе ПАО «Роснефть» - в зоне риска находится до 30-40 % от объема ее состоявшихся инвестиций; ПАО «ЛУКОЙЛ» до 20-30 %; ПАО «Газпром» - 20-30 %, у «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Новатэк» - менее 10 %.

Пример (2) - На Рисунке 4 представлена модель критических неопределенностей долгосрочных перспектив развития нефтегазовой отрасли на временном горизонте «2040»¹⁶⁶. Одно из направлений анализа – конкуренция источников энергии, в которой углеводородным ресурсам традиционной энергетики – нефти и газу, противостоят источники возобновляемой \альтернативной энергетики (Gray/Green). Конечный исход этого противостояния более – менее ясен, в то время как промежуточные результаты на

¹⁶⁶ Vision 2040. Global scenarios for oil and gas industry. Deloitte Touché Tohmatsu Limited, 2014

конкретных временных горизонтах до 2040 года – неопределенность. Второе направление анализа – глобальное геополитическое и политико-экономическое «окружение» нефтегазовой отрасли (Ordered Growth/Conflictive Stagnation). Будет ли общим фоном ее развития устойчивый экономический рост и политическая стабильность, или, наоборот, возобладает тренд к экономической стагнации и нарастанию политических и военных конфликтов? Высока вероятность того, что влияние геополитического контекста на нефтегазовую отрасль будет нарастать и этот тренд, скорее всего, сохранится на всем временном горизонте «2040». Данный фактор может оказаться определяющим и для соотношения спроса и предложения, и для цен на углеводороды.

Рисунок 4. Матрица критических неопределенностей долгосрочных перспектив развития мировой нефтегазовой отрасли

События не такого уж далекого прошлого – нефтяные кризисы 1973, 1979 и 1990 гг. – имели в своей подоснове именно геополитический компонент, который занял роль драйвера кризисных процессов. Но особенно важно подчеркнуть, что в системе координат на Рисунке 4 внутри каждого из образовавшихся квадрантов матрицы располагается огромное количество промежуточных состояний (сочетаний двух параметров), которые представляют собой глобальные альтернативные варианты условий развития нефтегазовой отрасли.

Итак, мировой рынок углеводородных ресурсов вступает в период наиболее высокой волатильности. По прогнозу МЭА, в ближайшие 25 лет нефтяные котировки будут колебаться сильнее, а тренды развития рынков – все чаще сменять друг друга. Волатильность будет усиливаться и под влиянием подвижности рынков газа. Если сегодня традиционные поставщики и потребители отрасли связаны друг с другом трубопроводами на региональных рынках, то после 2020 года резко активизируется торговля СПГ и это превратит рынок газа в глобальный. Таким образом, новое качество неопределенности внешней бизнес – среды крупных нефтегазовых компаний для инвестиционных решений по проектам Upstream состоит в том, что при наличии трех сценариев развития событий по МЭА невозможно спрогнозировать – по какому из трех сценариев пойдет развитие мировой энергетики на

самом деле? При этом каждый из трех сценариев – это по существу, – одна из вероятных глобальных стратегических альтернатив, которая будет формироваться нелинейно и постепенно в зависимости от исхода конфликтного взаимодействия традиционной углеводородной и альтернативной энергетики возобновляемых источников на фоне общей парадигмы мирового развития между двумя полюсами геополитических и макроэкономических состояний: от конфликтной стагнации до регулируемого, сбалансированного экономического роста (Рисунок 4). Но в каждом конкретном сочетании трех сторон треугольника «экология – макроэкономика – геополитика» от крупных НГК потребуются строго определенная стратегия развития, опирающаяся на глубокую проработку всех возможных и доступных альтернатив.

Отличительной особенностью современного этапа развития мирового нефтегазового сектора является также радикальное изменение оценок объемов и затрат по освоению трудно извлекаемых, в том числе - не конвенциональных ресурсов углеводородов, которыми располагают отдельные страны мира. Причем не только прогресс технологий, но и динамика основных факторов институциональной среды привела к тому, что ресурсная база мирового нефтегазового сектора за истекшее десятилетие подверглась коренной переоценке и радикальному пересмотру в сторону ее значительного увеличения - см. Рисунок 5.¹⁶⁷

Рисунок 5. Доказанные запасы сырой нефти и предполагаемые издержки добычи трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ) по странам мира, млрд. барр.

На мировом энергетическом рынке в настоящее время происходят существенные сдвиги и смена полюсов основных точек роста. Смещаются мировые центры добычи, транспортировки, переработки и энергопотребления. Происходит кристаллизация основных игроков мировых энергетических рынков - Саудовская Аравия, США и Россия. Они образуют стратегическую группу стран, имеющих долю в мировой добыче, превышающую 12% и обладают мощным ресурсным потенциалом. Одновременно они обладают комплексом экономических и политических институциональных факторов для воздействия на мировые энергетические рынки. И каждая из трех перечисленных выше стран в поисках ответов на новые вызовы опирается не только на свои ресурсные, инвестиционные и технологические возможности, особенности принятия и реализации политических и экономических решений, но и на глубокие институциональные преобразования. Это - составная часть процесса

¹⁶⁷ 2012 data for the United States and Brazil Source: EIA, ODAC, clippings, Analyze Monitor

социально-экономического развития стран, выражающаяся в изменении социальных институтов. Изменения институтов могут быть связаны со сменой модели экономического развития, экономической стратегии и экономической политики, осуществляемой в рамках одной и той же экономической системы. Вектор институциональных изменений лежит на линии основных социальных институтов: прав собственности, роли государства, его законодательных установлений и норм, налоговой и судебной системы, «правил игры» на рынке, типов хозяйствования и его различных организаций.

Изменчивость институциональной среды нефтедобывающих стран очевидна, и она также подчиняется закономерностям, которые могут быть проанализированы с помощью моделирования вариантов альтернативного развития, оказывающего влияние на стратегическое позиционирование крупных НГК в долгосрочной перспективе.

Итак, стратегические альтернативы для нефтегазового комплекса России и входящих в его состав крупных нефтегазовых компаний - это совокупность возможных направлений его долгосрочного развития, которые должны наиболее полно отражать как формирующиеся новые условия и ограничения внешней бизнес – среды, так и внутренние критерии эффективности системного характера всей российской нефтегазовой отрасли.

Стратегические альтернативы как экономическая категория иерархичны и данное обстоятельство играет исключительно важную роль для их понимания в такой специфической отрасли как мировой нефтегазовый бизнес. Иерархичность означает многоуровневый характер стратегических альтернатив, как для отдельной НГК, так и для всего нефтегазового комплекса конкретной страны. Как уже было показано выше, развитие внешней бизнес-среды крупных нефтегазовых компаний возможно квалифицировать как актуальный набор альтернатив, число которых возрастает соразмерно степени неопределенности внешней бизнес-среды. Точно также своим набором альтернатив характеризуется адаптивное развитие внутренней бизнес – среды НГК. Это доступные варианты развития их ресурсной базы, технологий, организационной структуры и корпоративной культуры. «Альтернативы – это всегда «гнездовые структуры», т.е. они имеют несколько уровней.»¹⁶⁸

Стратегические альтернативы развития внутренней бизнес – среды крупной НГК по отношению к стратегическим альтернативам развития внешней бизнес – среды выступают как суб – альтернативы первого порядка. Последние имеют также свои суб – альтернативы второго порядка, например, альтернативы импортозамещения по отношению к технологическим альтернативам российских НГК, и т.д. На основе последовательного применения принципа иерархичности в анализе стратегических альтернатив мировой нефтегазовой отрасли в целом и российского нефтегазового комплекса¹⁶⁹, в частности, становится возможным построить алгоритм («дорожную карту») генерирования стратегических альтернатив развития крупных нефтегазовых компаний, а также адаптировать его к специфике современных условий функционирования российских НГК – Рисунок 6.

¹⁶⁸ Лайлс М., Фэйз Л. Стратегические альтернативы: определение и разработка. В книге: Курс МВА по стратегическому менеджменту. Под ред. Л. Фэйз, Р. Рэнделла. М.: Альпина Бизнес Букс, 2007. – 587с. Стр. 380.

¹⁶⁹ Марков В.К. Концептуальные основы стратегического управления нефтегазовым комплексом России. «Экономические науки», 2010.N9, с. 197-202.

Рисунок 6. Процесс формирования стратегических альтернатив НГК РФ: методические подходы и решения

Стратегический анализ внешней и внутренней бизнес – среды крупных НГК позволяет локализовать область формирования их стратегических альтернатив в общем отраслевом стратегическом пространстве мирового нефтегазового бизнеса. Это – первый этап анализа.

Во внешней бизнес – среде НГК стратегические альтернативы ее развития классифицируются на макроэкономические, геополитические и институциональные, а затем последовательно анализируются. Это – второй этап анализа.

Во внутренней бизнес – среде НГК стратегические альтернативы ее развития классифицируются на ресурсные, технологические, организационные и также последовательно анализируются. Это - третий этап анализа.

На основе стратегического видения топ – менеджмента конкретной НГК посредством оценивания сопряженности стратегических альтернатив развития внешней и внутренней бизнес-среды крупной нефтегазовой компании осуществляется формирование актуального портфеля возможных к реализации стратегических альтернатив НГК с учетом ограничений и рисков внешней бизнес – среды. Это – четвертый этап анализа.

Затем на основе внутренних критериев эффективности функционирования нефтегазового комплекса страны проводится оценивание стратегических альтернатив портфеля и отбор единственной оптимальной – стратегический выбор как пятый этап анализа¹⁷⁰.

¹⁷⁰Еремичева Е.П. Оценка и отбор стратегических альтернатив. «Вестник». 2009.N1 (25), с. 42-44.

Стратегия рождается на стыке внешней и внутренней среды компании

Рисунок 7. Сфокусированность процесса стратегического управления на разработке стратегических альтернатив развития крупных нефтегазовых компаний

Таким образом, процесс генерирования стратегических альтернатив крупных нефтегазовых компаний с помощью предложенной выше методологии поэтапного анализа их внешней и внутренней бизнес – среды в целом поддается логической формализации и контролю как по содержанию, так и по временному горизонту. Генерирование стратегических альтернатив крупных НГК требует значительного времени, характеризуется итеративностью процесса на каждом его этапе и сопровождается высоким уровнем неопределенности¹⁷¹. При этом фокус всего процесса стратегического управления крупной нефтегазовой компании смещается в область формирования, оценивания и отбора стратегических альтернатив. Стратегия крупной НГК рождается на стыке ее внешней и внутренней бизнес – среды в их динамическом развитии – Рисунок 7.

Список используемой литературы

1. Филипп Котлер. Основы маркетинга. СПб, АО «КОРУНА», 1994. (Стр. 543 – 546).
2. Vision 2040. Global scenarios for oil and gas industry. Deloitte Touché Tohmatsu Limited, 2014
3. 2012 data for the United States and Brazil Source: EIA, ODAC, clippings, Analise Monitor \
4. Лайлс М., Фазй Л. Стратегические альтернативы: определение и разработка. В книге: Курс МВА по стратегическому менеджменту. Под ред. Л. Фазйя, Р. Рэнделла. М.: Альпина Бизнес Букс, 2007. – 587с.
5. Марков В.К. Концептуальные основы стратегического управления нефтегазовым комплексом России. «Экономические науки», 2010.№9, с. 197-202.
6. Еремичева Е.П. Оценка и отбор стратегических альтернатив. «Вестник». 2009.№1 (25), с. 42-44. Oil and Gas Trends 2018-19. Strategy shapes by volatility. Strategy& PWC.

Взаимодействие национальных нефтяных компаний Латинской Америки с международными нефтяными компаниями

На сегодняшний день на мировом рынке углеводородов существуют два главных актора: международные нефтяные компании – частные компании с длинной историей существования восходящей к началу эпохи нефти, и национальные нефтяные компании – которые, как можно судить из названия, связаны с правительством страны, в которой базируются. Эти два актора постоянно взаимодействуют друг с другом, а объем и интенсивность этого взаимодействия разнится от компании к компании и зависит от момента во времени.

Регион Латинской Америки является одним из самых старых регионов нефтедобычи, так как он находится вблизи, а в случае с Мексикой непосредственно по соседству, со страной в которой началась нефтяная отрасль мира – США. Национальные нефтяные компании Латинской Америки имеют длительную историю, так как нефтегазовая отрасль во многих странах этого региона перешла под контроль специально созданных для этого компаний раньше, чем были национализированы активы международных нефтяных компаний в странах Ближнего Востока. Мы рассмотрим две самые крупные на текущий момент национальные нефтяные компании Латинской Америки: PetroBras – создана в Бразилии в 1953 г. и Pemex – создана в Мексике в 1938 г.

1. Изменение характера взаимодействия PetroBras и Pemex с международными нефтяными компаниями в 21 веке.

Первое время после национализации PetroBras практически не взаимодействовала с мейджерами, так как Бразилия не имела существенного объема доказанных запасов углеводородов, в то время как нефтепереработка, находившаяся в руках частных компаний как национальных, так и международных, была национализированна в 1963 г. Однако, в 1975 г., после открытия новых запасов углеводородов на шельфе Бразилии, у национальной нефтяной компании появился острый недостаток технологической экспертизы для разработки найденного богатства и ей было разрешено заключать сервисные контракты с международными нефтяными компаниями. В ходе этого сотрудничества PetroBras перенимала технологический опыт, который в последствии помог компании стать одной из ведущих в сфере добычи углеводородов на шельфе.

Национализация углеводородной отрасли в Мексике носила насильственный характер. Международные нефтяные компании потерявшие активы в стране долгое время не проявляли интереса к сотрудничеству с образованной для управления нефтегазовой отраслью Мексики компанией Pemex. Со временем национальная нефтегазовая компания стала ощущать недостаток технологической экспертизы, что понижало эффективность её деятельности, но в отличие от Бразилии Мексика обладали достаточно крупным объемом доказанных запасов углеводородов, которые, кроме того, являлись конвенциональными, и продолжала вести добычу без участия мейджеров. После снятия эмбарго со стороны международных нефтяных компаний, Pemex все еще страдая от низкого уровня собственной технической экспертизы, стала прибегать к заключению сервисных контрактов с мейджерами чтобы обеспечить рост добычи.

Существенные изменения в отношениях между национальными нефтяными компаниями и международными нефтяными компаниями произошли после того, как в Бразилии и Мексике был открыт доступ к углеводородной отрасли, в особенности сегменту upstream, для компаний отличных от PetroBras и Pemex.

В Бразилии это произошло после принятия поправок в конституцию и закона «О концессиях» в 1995 г., которые разрешили участие других компаний в торгах на нефтяные концессии, ранее бывшие исключительной привилегией государства, а также закона «О нефти» в 1997 г., который ликвидировал субсидии, контроль импорта продуктов нефтепереработки и цен на сырую нефть. Причиной приведенных выше изменений стала неудачная экономическая политика правительства Бразилии в отношении внутреннего ценообразования на нефть, которая привела к дефициту на так называемом «нефтяном счете» PetroBras в размере 5 млрд. долл. в 1992 г.

Открытие углеводородной отрасли в Мексике произошло существенно позже, так как в 2000 г. на ведущем месторождении страны Cantarell, обеспечивавшего большую часть добычи нефти в стране, был начат проект по закачке азота, который позволил существенно увеличить объем добычи. Но, несмотря на все усилия, после 2006 г. добыча на данном месторождении и в целом по стране стала быстро падать. При этом Pemex продолжала оставаться «дойной коровой» правительства Мексики, а технологическая база компании являлась недостаточной для дальнейшего развития углеводородной отрасли. После длительного и существенного сопротивления со стороны сторонников монополии Pemex в конце 2013 – первой половине 2014 гг. в конституцию страны были приняты поправки, отменяющие монополию национальной нефтяной компании над отраслью. А в 2014 г. был принят закон «Об углеводородах» ставший основным законом регулирующим отрасль.

В результате изменения законодательства в Бразилии и Мексике была подготовлена почва для проведения торгов на концессии и контракты по разделу продукции к участию в которых допускались как международные нефтяные компании, так и независимые компании, а также национальные нефтяные компании других стран. В Бразилии, после нулевого раунда торгов, на котором PetroBras было разрешено получить в своем распоряжение активы, которые компания считала нужными, без конкурса, в 1999 г. был проведен первый раунд торгов. В Мексике первый раунд торгов был проведен в 2015 г. Таким образом существенно изменился характер взаимодействия между национальными нефтяными компаниями Бразилии и Мексики и международными нефтяными компаниями, которые перешли к прямому сотрудничеству и конкуренции в условиях свободного рынка.

2. Расширение сотрудничества и конкуренции между PetroBras и международными нефтяными компаниями.

Первыми рассмотрим взаимодействие между PetroBras и международными нефтяными компаниями, так как его история более продолжительна и существенно более продуктивна.

Международные нефтяные компании проявили существенный интерес к активам в Бразилии в начальном период. При этом они предпочитали заключать контракты в сотрудничестве с PetroBras, а не осуществлять свою деятельность самостоятельно. Таким образом международные нефтяные компании имели возможность пользоваться технологической экспертизой PetroBras, которая, к тому времени, осуществляла деятельность в сегменте upstream на шельфе Бразилии уже более 30 лет, а также политическими преимуществами сотрудничества с национальной нефтяной компанией. PetroBras в свою очередь продолжала перенимать опыт управления проектами и финансами, а также финансовыми возможностями своих партнеров – мейджеров. После того как мейджеры удовлетворили большую часть своего аппетита их доля в общем объеме площади приобретенных концессий существенно сократилась, открыв дорогу для независимых компаний, как национальных так и международных, а также для поправившей свое финансовое положение PetroBras.

Можно выделить общую тенденцию - по окончании начального периода доля площади концессий приобретенных международными нефтяными компаниями, как

самостоятельно, так и в сотрудничестве с компаниями отличными от PetroBras, имеет стабильный рост (рис. 1). Доля площади концессий приобретенных мейджерами в сотрудничестве с PetroBras также постоянно увеличивается. Результаты торгов за некоторые годы выбиваются из основной тенденции. Это можно объяснить существенными внешними воздействиями на них: в 2003 – 2004 гг. - результат влияния новой политики местного содержания с крайне высокими минимальными значениями; в 2007 г. – перенасыщение портфелей международных нефтяных компаний проектами, что привело к тому, что все концессии были приобретены либо PetroBras, либо независимыми компаниями; в 2015 г. – последствия кризиса 2014 г., одновременно PetroBras была сконцентрирована на развитии подсолевого слоя.

Рисунок 1. Результаты торгов на блоки в Бразилии, 1999 – 2017 гг., и доля основных групп в добыче, 2013 – 2017 гг.

Источник: официальная статистика ANP.

Стоит отметить, что в Бразилии международные нефтяные компании заинтересованы в первую очередь в проектах на шельфе, в особенности глубоководном, так как, во-первых, месторождения на шельфе страны являются значительно более продуктивными и обладают существенно более крупными доказанными запасами углеводородов, чем преимущественно малодебитные скважины с небольшими запасами на суше; а, во-вторых, независимые компании зачастую не способны на осуществление финансовых затрат, необходимых для осуществления проектов на шельфе, что выводит их из конкуренции. По этой причине из левой части рис. 1 исключены результаты торгов, в которых не было выставлено блоков на шельфе.

Особо надо рассмотреть сотрудничество PetroBras с мейджерами в отношении подсолевого слоя. Подсолевой слой обладает существенными доказанными и невероятными предполагаемыми запасами углеводородов, сколько-либо заметная добыча с него началась в 2008 г., а дебит вступивших в эксплуатацию скважин на подсолевых месторождениях превышает дебит скважин на любых других месторождениях в стране. За 10 лет с начала добычи с подсолевого слоя её объемы выросли с незначительных до половины от всей добычи в Бразилии, при росте общего объема добычи за этот период в 30%. Только с 2013 по 2017 гг. рост добычи нефти по этому направлению составил немногим более чем в 4 раза.

ANP¹⁷² выделило торги на контракты в отношении подсолевого слоя в отдельное направление, при этом контракты заключаются на условиях раздела продукции. Международные нефтяные компании проявляют существенный интерес к подсолевым проектам. При этом изначальные условия заключения контрактов по подсолевому слою включали кроме всего прочего обязательное участие PetroBras в проекте в качестве оператора и с долей не менее 30%. На таких условиях был проведен первый раунд торгов в 2013 г. Но после 2014 г. для углеводородной отрасли в целом и для PetroBras в особенности настали трудные времена, и обязательное участие национальной нефтяной компании в качестве оператора с долей не менее 30% было отменено. С 2013 г. было проведено 3 раунда торгов. По их результатам международные нефтяные компании стали обладателями 3 из 7 контрактов как самостоятельно, так и в сотрудничестве компаниям отличными от PetroBras, а 4 других в сотрудничестве в национальной нефтяной компанией. Таким образом, мейджеры участвуют во всех проектах, относящихся к подсолевому слою, на которые были проведены торги. Дополнительно надо отметить, что добычу на самом производительном в стране месторождении, которое относится к подсолевому слою, PetroBras ведет в сотрудничестве с Shell.

Непосредственно в добыче нефти на территории Бразилии доля PetroBras в последние годы сокращается, в то же время общий объем добычи нефти в стране с 2013 по 2017 гг. вырос почти на 30%. В 2013 г. национальная нефтяная компания добывала немногим более 90% всей нефти в Бразилии, а в 2017 г. её доля составляла уже менее 78%, таким образом за последние годы доля компании в добыче страны существенно сократилась (рис. 1). Одновременно, доля независимых компаний в добыче изменялась незначительно, что указывает на то, что именно международные нефтяные компании вытесняют PetroBras из сегмента upstream в стране.

Сотрудничество в сегменте разведки и разработки между PetroBras и международными нефтяными компаниями, по данным 2017 г., существенно более развито, чем в сегменте добычи, что очевидно, учитывая, что национальная нефтяная компания, несмотря на последние тенденции, все еще занимает доминирующую долю в добыче в Бразилии, в основном самостоятельно или с участием независимых компаний.

Продолжая двигаться по производственной цепи нужно отметить, что в сегментах транспортировки и переработки взаимодействие между Petrobras и международными нефтяными компаниями находится на довольно низком уровне. Начавшаяся в 2017 г. приватизация транспортной инфраструктуры в Бразилии, в частности газопроводов, среди которых магистральные принадлежат PetroBras, а распределительные - местным властям, не вызвала существенного интереса международных нефтяных компаний, что закрывает вопрос о конкуренции между ними по этому направлению. В то же время международные нефтяные компании продолжают пользоваться транспортной инфраструктурой, но с приватизацией последней сокращается и объем сотрудничества с PetroBras. В отношении нефтепереработки - все нефтеперерабатывающие предприятия находятся под контролем национальной нефтяной компании и правительство страны не намеревается прекращать монополию PetroBras над данным сегментом отрасли.

Отдельно стоит отметить такую специфическую форму взаимодействия между Petrobras и международными нефтяными компаниями как реализация активов. Оказавший в критической ситуации после 2014 г., PetroBras, имевшая на тот момент одну из самых крупных программ по инвестированию, была вынуждена начать программу деинвестирования и партнерства по которой компания реализовала, например, существенные доли в двух блоках компании Total. Сделка была завершена 28 февраля 2017 г. и выручка национальной нефтяной компании от нее составила 2.25 млрд. долл.

¹⁷² Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – федеральное агентство Бразилии связанное с Министерством шахт и энергии и отвечающее за регулирование нефтегазовой отрасли страны.

Двумя крупнейшими рынками продуктов нефтепереработки в Бразилии являются рынок дизеля и рынок бензина категории С. На каждом из них осуществляют свою деятельность более сотни компаний, при этом зачастую одна и та же компания работает как на одном, так и на другом рынке. Тем не менее, по итогу 2017 г. около 70% рынка дизеля и около 62% рынка бензина в Бразилии приходилось на 3 самых крупных компании.

Рисунок 2. Доля основных групп участников на рынках дизеля и бензина в Бразилии, 2013 – 2017 гг.

Источник: официальная статистика ANP.

Первой из них являлась Petrobras с долей в 31% на рынке дизеля и немногим более 24% на рынке бензина, а на третьем месте находилась компания Raizen, 50% которой принадлежит Shell, с долей в более 17% на рынке дизеля и почти 18% на рынке бензина. При этом имеется устойчивая тенденция к сокращению доли занимаемой национальной нефтяной компанией (рис.2). С 2013 по 2017 гг. последняя потеряла около 7,5% на рынке дизеля, независимые компании заняли большую часть потерянной доли, и более 4% на рынке бензина, где международные нефтяные компании и независимые компании поделили потерянную Petrobras долю.

3. Первые изменения взаимодействия Pemex и международных нефтяных компаний в результате открытия отрасли.

В отличие от Бразилии нефтегазовая отрасль в Мексике была открыта для бизнеса довольно недавно. Первая часть первого раунда торгов прошла 15 июля 2015 г. На текущий момент CNP¹⁷³ провело 2 раунда торгов, каждый из которых состоял из 4 частей и 1 часть 3 раунда. Также в отличие от Бразилии в Мексике международные нефтяные компании предпочитают осуществлять свою деятельность самостоятельно или в сотрудничестве с другими компаниями, а не совместно с Pemex. Сотрудничество с последней не принесет мейджерам значимой выгоды, так как национальная нефтяная компания не обладает высокой технологической экспертизой в отношении добычи на шельфе, до сих пор является полностью государственной и обременена тяжелой ношей некоммерческих функций. Единственным преимуществом сотрудничества с Pemex можно было бы назвать наличие

¹⁷³ Comision Nacional de Hidrocarburos – федеральное исполнительное агентство Мексики, занимающееся организацией и регулирование торгов на разведочные блоки в Мексике.

политических преимуществ благодаря связям с правительством Мексики, но оно продолжает использовать и без того уже ослабленную компанию для осуществления своих социальных программ, и не стремиться помогать ей в развитии.

В Мексике как и в Бразилии международные нефтяные компании предпочитают приобретать активы на шельфе, в том числе глубоководном. Именно раунды торгов 1.4 и 2.4, на которых выставлялись блоки на глубоководном шельфе, вызвали наибольший интерес со стороны мейджеров (рис. 3). По этой причине из рисунка 3 исключены раунды 1.3, 2.2 и 2.3, так как они проводились в отношении блоков на суше. Интерес последних разогревается еще и тем, что часть Мексиканского залива, принадлежащая Мексике, значительно менее разведана и разбурена – большинство проектов находятся на глубине до 200 метров – чем часть приходящаяся на Соединенные Штаты, что является наследием более чем 70 летней монополии Pemex в отрасли. Таким образом, компании входящие в upstream Мексики, в том числе и мейджеры, рассчитывают на пополнение портфеля своих активов новыми доказанными запасами, вполне вероятно существенного объема, за счет довольно скромных затрат, учитывая, что технологии разработки и добычи углеводородов на небольшой глубине существенно менее затратны чем на глубинах на которых проводятся проекты американской части Мексиканского залива не сегодняшний день.

В 2018 г. немногим более 3% нефти в стране было добыто компаниями выигравшими торги, что не удивительно, учитывая короткую, на данный момент, историю последних.

Взаимодействие между Pemex и международными нефтяными компаниями в сегментах транспортировки и переработки носит ограниченный характер, так как они оба находятся под полным контролем национальной нефтяной компании. Таким образом, тут полностью отсутствует конкуренция, а сотрудничество проявляется через использование международными нефтяными компаниями услуг Pemex по транспортировке.

Рисунок 3. Результаты торгов на блоки в Мексике, 2015 – 2018 гг.

Источник: официальная статистика CNP.

Рынок нефтепродуктов Мексики был окончательно либерализован в конце 2017 г. По причине отсутствия достаточного количества времени после либерализации, на сегодняшний день на рынке нефтепродуктов нет большого количества компаний, а Pemex до сих пор доминирует в сегменте сбыта. В то же время международные нефтяные компании, а также независимые компании, заинтересованы в проникновении на рынок нефтепродуктов Мексики и активно работают в направлении увеличения своей доли. Помощь в этом отношении им оказывает тот факт, что Pemex, в результате реформы, потеряла монопольное

право на импорт продуктов нефтепереработки в страну, и, учитывая, что транспортная инфраструктура до сих пор находится под полным контролем национальной нефтяной компании, последняя обязана предоставлять свободные мощности другим компаниям на конкурсной основе в определенное время.

Как можно видеть открытие углеводородной отрасли в Бразилии и Мексике привело к существенным изменениям во взаимодействии между PetroBras и Pemex с одной стороны и международными нефтяными компаниями с другой. В заключении выделим основные тенденции данных изменений:

- растет объем сотрудничества между национальными нефтяными компаниями и международными нефтяными компаниями в сегменте upstream, в особенности если первым есть что предложить своим партнерам, как в случае с PetroBras;

- растет уровень конкуренции со стороны международных нефтяных компаний в сегменте upstream, в особенности в Мексике, где национальной нефтяной компании практически нечего предложить своим партнерам и мейджеры предпочитают осуществлять свою деятельность самостоятельно;

- международные нефтяные компании входящие в upstream Бразилии и Мексики заинтересованы прежде всего в активах на шельфе, в особенности глубоководном, где они могут получать существенные выгоды от своей технической экспертизы;

- международные нефтяные компании, на сегодняшний день, не проявляют заинтересованности к участию в транспортной инфраструктуре в Бразилии и Мексике, в то время как сегмент переработки продолжает оставаться монополией национальных нефтяных компаний;

- в сегменте сбыта международные нефтяные компании совместно с независимыми компаниями усиливают конкурентное давление на теряющие свои позиции национальные нефтяные компании.

Список используемой литературы

1. World bank working paper 218, Silvana Trodo, Brandon S. Tracy, Noora Arfaa. «National Oil Companies Value of Creation», 2011, стр. 15 – 22.
2. www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico - сайт ANP, годовые отчеты 2014 – 2018 гг.
3. www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/relato-integrado/relatorio-anual – сайт PetroBras, годовые отчеты за 2014 – 2018 гг.
4. rodadas.anp.gov.br/pt/resultados сайт ANP посвященный торгам на блоки.
5. rondasmexico.gob.mx/ - сайт CNP посвященный торгам на блоки.

Возобновляемая энергетика Индии: Финансирование и институциональное регулирование

Сегмент возобновляемой энергетики развивается быстрыми темпами по всему миру, приближаясь к переломному моменту в своем развитии. Вот только недавние события, свидетельствующие об этом:

- Одни из наиболее растущих в плане заработной платы специальностей в США находятся в сфере альтернативной энергетики. Так, инженер ветряной турбины имеет в среднем зарплату 51050 \$ в год.
- В январе Китай заявил, что будет закрыто 85 электростанций, работающих на угле, а в возобновляемые источники энергии будет инвестировано 350 млрд.\$.
- Крупнейшая в мире нефтяная компания, государственная Saudi Aramco из Саудовской Аравии, планирует инвестировать \$5 млрд. в возобновляемую энергетику в целях диверсификации своего бизнеса.
- Растущий спрос на электроэнергетику в Индии, пересек отметку 300 ГВт, на 10 лет раньше, чем предполагало большинство оценок. Удовлетворение этой потребности требует в 5-10 раз увеличить темпы введения новых мощностей.
- Новое исследование, опубликованное делийским Институтом энергии и ресурсов (TERI), показывает, что по мере снижения стоимости технологий чистой энергетики, Индия будет сокращать долю угля в генерации, и даже сможет полностью отказаться от использования угля к 2050 году.¹⁷⁴

Возобновляемая энергия занимает важное место в энергетической структуре Индии. Одной из основных целей использования возобновляемой энергетики является смягчение негативного воздействия на окружающую среду. Индийский сектор возобновляемой энергии является четвертым по своей привлекательности рынком возобновляемой энергии в мире. По состоянию на октябрь 2018 года Индия занимала пятое место по установленной мощности ВИЭ источников. По состоянию на октябрь 2018 года общая установленная мощность ВИЭ (без учета крупных гидроэлектростанций) в стране составила 73,35 ГВт. С потенциальной мощностью 363 гигаватт ГВт и политикой, ориентированной на сектор возобновляемых источников энергии, Северная Индия, как ожидается, станет центром возобновляемой энергии в Индии.

Становление возобновляемой энергетики в Индии можно проследить до мирового нефтяного кризиса в конце восьмидесятых годов. С тех пор правительство Индии последовательно стремится развивать сектор с помощью стратегических и комплексных мер и регулирования. Текущая политическая направленность нацелена на переход к более экологичному режиму использования энергии.

Подобные инициативы на уровне политики, такие как обеспечение круглосуточного доступа электроэнергии по всей стране к 2019 году, являются четким отражением упора на возобновляемые источники энергии. Этот акцент также подтверждается глобальными обязательствами Индии в области климата, принятыми в рамках РКИК ООН и целевых взносов, определяемых на национальном уровне (INDC). Глобальное обязательство в области климата обеспечить получение 40% энергии из возобновляемых источников энергии к 2040 году является четким показателем приоритетов на уровне политики в области возобновляемых источников энергии.

Сейчас наблюдается тенденция к увеличению доли возобновляемой энергетики. Стоит отметить, что, несмотря на все еще низкую энергоемкость этого сектора, он обладает большим потенциалом. Годовой темп роста производства возобновляемой энергии в Индии

¹⁷⁴ http://www.teriin.org/index.php?option=com_events&task=details&sid=913&Itemid=110

(не считая гидроэнергетики) составил 15%, по сравнению с 12,5% роста угольных ТЭС. Такие данные за 2013-2016 годы приводит Bloomberg New Energy Finance.

Индийский рынок возобновляемой энергетики считается одним из крупнейших в мире с объемом инвестиций 10,9 млрд. долл. и обеспечивает работой 437 тыс. чел.

Увеличение финансовых вложений требует увеличения рентабельных в финансовом плане проектов. Крупные промышленные энергетические проекты финансируются и развиваются в Индии быстрыми темпами: с 2014 по 2017 финансовый годы инвестиции в этой области возросли с \$6,6 до \$10,5 млрд. Тем не менее, стране нужно получить кредитов еще на \$100 млрд., в том числе — \$30 млрд. собственного капитала. Ситуацию осложняет тот факт, что в Индии самая высокая стоимость капитала во всем Азиатско-Тихоокеанском регионе. Индия ускоряет развитие проектов возобновляемой энергии, чтобы обеспечить дешевую, надежную и чистую энергию своим 1,3 миллиардам человек.

Благодаря сравнительно дешевым тарифам малые фотоэлектрические установки остаются самым быстрорастущим под сегментом, показав четырехлетний совокупный годовой темп роста 117%, при этом Индия достигла только 3% от своей целевой добавочной мощности в 40 ГВт к 2022 году.

График 1. Доля каждого источника в перенормированном потреблении энергии на 2017 год
Источник: BP statistical review 2018

Тем не менее, рассмотрение потребления первичной энергии на самом деле не указывает на существенный такой переход в области ВИЭ, в первую очередь из-за чрезмерной зависимости от угля и нефтепродуктов. Это ясно отражает то, что сельская Индия по-прежнему зависит от ископаемого топлива в качестве первичной энергии. Это также показывает, что Индии предстоит пройти долгий путь с точки зрения полного преобразования энергии.

С другой стороны, возобновляемая энергия как источник электричества быстро заменяет другие источники энергии в стране. Это можно оценить по различным прогнозам роста использования возобновляемых источников энергии. Ожидается, что сальдо углеводородные\возобновляемые источники энергии в 2019 году изменится, поскольку политика в отношении возобновляемых источников энергии стабилизируется, и сокращающиеся потребление угля уступает место ВИЭ.

Что еще более важно, обзор рынка электроэнергии в Индии, подготовленный министерством энергетики, сократил прогнозируемый спрос к 2027 году почти на четверть благодаря сбалансированному прогнозу спроса, повышению эффективности, энергосбережению и замедлению прогнозов роста ВВП.

Это снижение спроса означает меньше инвестиций, что может повлиять на то, как частные производители электроэнергии и коммунальные услуги управляют энергоснабжением и устанавливают целевые показатели по электроэнергии. Возможный эффект заключается в том, что некоторые существующие энергетические проекты в стадии разработки могут не потребоваться, что увеличивает риск для этих активов.

Например, цели Национального плана действий по предотвращению изменению климата (NAPCC) нацелены на 15% потребление возобновляемой энергии к 2020 году.

Количество проектов, связанных с возобновляемой энергетикой, будет превышать количество проектов, базирующихся на углеводных источниках энергии впервые в 2017 году. Страна добавила 12 ГВт мощностей возобновляемых источников энергии в 2017 году (с 2016 года по 2017 года) - рост на 66% в годовом исчислении.

Коммерческие тарифы на электроэнергию могут составлять где-то от 7 до 12 фунтов стерлингов за киловатт-час (киловатт-час), тогда как выработка собственной солнечной энергии может составлять до 4 фунтов стерлингов за кВт\ч стимулирует фирмы использовать дешевый и надежный источник энергии.

PV¹⁷⁵ имеет большой потенциал в сельском хозяйстве особенно для сокращения использования резервных дизель-генераторов. 60 ГВт малых фотоэлектрических установок могут быть развернуты в различных секторах, потребляющих дизельное топливо.

Правительство Индии привержено более широкому использованию чистых источников энергии и уже предпринимает различные крупномасштабные проекты и активно продвигает зеленую энергию. Кроме того, возобновляемые источники энергии в перспективе

¹⁷⁵ Панели на крыше

создают возможности для трудоустройства на по всей цепочке, особенно в сельской местности. Министерство новой и возобновляемой энергии (MNRE) поставило перед собой амбициозную цель: к 2022 году установить мощности по возобновляемым источникам энергии на уровне 175 ГВт, из которых около 100 ГВт планируется для солнечной энергии, 60 - для ветровой, остальное распределить между оставшимися.

По состоянию на июнь 2018 года правительство Индии стремится имплементировать 222 ГВт ВИЭ источников к 2022 году, значительно опережая свою цель в 175 ГВт согласно Парижскому соглашению. Ожидается, что сектор возобновляемой энергетики Индии привлечет инвестиции в размере до 80 миллиардов долларов США в течение следующих четырех лет.

Потребности в возобновляемых источниках энергии на уровне 135 ГВт потребуют на 19 миллиардов долларов меньше, в соответствии с предыдущими оценками. За последние пять лет затраты на электроэнергию PV элементов сократились вдвое. Жесткая конкуренция на рынке и снижение стоимости оборудования привели к удешевлению электроэнергии данного типа. Напротив, средние розничные цены на электроэнергию выросли на 22% за тот же период.

Государственная политика и аукционы стимулируют рост, но также увеличивают риски. Аукционы стали предпочтительным способом добавления мощности генерации. Однако есть опасения, что острая конкуренция заставляет участников торгов брать на себя более высокие проектные риски.

Технологические характеристики систем возобновляемой энергии значительно отличаются от обычной энергосистемы. Следовательно, виды затрат также различаются для данных секторов.

Характеристики затрат таковы, что проекты в области возобновляемых источников энергии отличаются высокой капиталоемкостью, при нулевой стоимости топлива, в отличие от традиционных энергосистем. Нулевые затраты оказывают положительное влияние на средние цены электроэнергии, которые по своей природе менее волатильны. С учетом технологических характеристик сектора и дополнительного импульс от резкого снижения капитальных затрат, прогнозируется что в период с 2018 по 2022 Индии потребуется 83 миллиарда долларов, для достижения цели в 175 ГВт.

Индийский сектор возобновляемых источников энергии является привлекательным с инвестиционной точки зрения и предлагает возможность в размере 53 миллиарда долларов. Эта сумма будет необходима в 2018-22 годах для достижения целевого показателя возобновляемой энергии в Индии в 135 ГВт.

Потребность в инвестициях намного ниже, чем предполагалось ранее. Быстрое снижение стоимости ветряных и солнечных проектов означает, что потребность Индии в финансировании проектов коммунального масштаба в течение этого периода будет приблизительно на 19 миллиардов долларов ниже, чем прогнозировалось всего год назад.

Финансирование возобновляемых источников энергии станет достоянием общественности. Проектное финансирование в Индии, как правило, привлекается за счет внутренних и международных банков и продажи акций частным инвесторам и корпорациям. Ожидается, что несколько IPP в ближайшее время объявят о начале публичных предложений, открывая рынок для более широкого участия инвесторов. Средняя стоимость долгового займа для проектов возобновляемой энергии в Индии снизилась. Однако на уровне 9-11% долг по-прежнему остается одним из самых дорогих в азиатских странах. Зеленые облигации на сумму 2,9 миллиарда долларов США были выпущены в 2017 году, по сравнению с 1,5 миллиарда долларов США в целом в 2016 году.

Остановившись на структуре рынка возобновляемых источников энергии в Индии, можно заметить, что в отличие от сектора традиционной энергетики, ответственность за развитие сектора возобновляемой энергии лежит на частном секторе. Задача для сектора

заключается в том, чтобы мобилизовать частный капитал в таком масштабе, который соответствуют целям и задачам политики.

Это необходимо из-за ограниченной доступности государственного бюджета. Независимо от того, доступно ли ограниченное государственное финансирование, оно в основном используется в качестве вспомогательного финансирования для стимулирования притока частного капитала в сектор. Данный подход основан на предпосылке, что частный сектор имеет потенциал для финансирования сектора; однако, это требует создания благоприятных институциональных рамок.

Инструменты финансирования и продвижения возобновляемых источников финансирования в Индии. Ниже перечислены некоторые основные инвестиции и разработки в секторе возобновляемых источников энергии в Индии:

- Межштатовое распределение энергии ветра было начато в августе 2018 года.
- В первой половине 2018 года Индия устанавливала 1 МВт солнечной мощности каждый час.
- При 28 сделках чистая энергия составила 27 процентов от сделок по слияниям и поглощениям в размере 4,4 миллиарда долларов США, которые состоялись в энергетическом секторе Индии в 2017 году.
- В марте 2018 года ReNew Power завершила сделку, оцениваемую в 1,55 млрд долларов США, о приобретении Ostro Energy и превращении его в крупнейшую компанию по производству возобновляемой энергии в Индии.
- Самый большой в мире солнечный парк под названием «Шакти Стхала» был запущен в штате Карнатака в марте 2018 года с инвестициями в 16 500 крор (2,55 млрд. Долларов США).
- Солнечный сектор в Индии получил инвестиции более 10 миллиардов долларов США в 2017 году.
- Инвестиции Private Equity (PE) в индийскую ветряную и солнечную энергию увеличились на 47 процентов в 2017 году (с 1 января по 25 сентября) до 920 миллионов долларов США по девяти сделкам по сравнению с 630 миллионами долларов США из 10 сделок в течение соответствующий период в 2016 году.

Финансирование возобновляемых источников энергии в Индии показывает некоторые интересные подходы и модели. На индийском рынке присутствуют различные стимулы и инструменты для поддержки финансирования возобновляемых источников энергии. Наиболее важные схемы стимулирования, преобладающие в сфере возобновляемой энергии в Индии и имеющие отношение к финансированию сектора, имеют три важных типа:

1. Ускоренная амортизация (AD)¹⁷⁶
2. Схема стимулирования на основе генерации (GBI)
3. Схема финансирования в целях обеспечения жизнеспособности (VGF)¹⁷⁷.

Национальный Фонд чистой энергии и окружающей среды (NCEEF) является одним из таких механизмов финансирования доступный для поддержки, в частности, финансирования возобновляемых источников энергии в Индии. Фонд был создан для поддержки частных предприятий и исследований в области технологий экологически чистой энергии путем мобилизации средств за счет снижения цены на уголь в размере 400 рупий за тонну, известного как очистка окружающей среды.

¹⁷⁶ Ускоренная амортизация относится к любому из нескольких методов, с помощью которых компания, для «финансового учета» или в целях налогообложения,

¹⁷⁷ Схема финансирования в целях обеспечения жизнеспособности представляет собой субсидию для осуществления инфраструктурного проекта, предпринимаемого на основе государственно-частных партнерств для того, чтобы сделать их более жизнеспособными в коммерческом плане.

Признание сектора приоритетным направлением. Учитывая важность сектора и необходимость мобилизации капитала частным сектором, RBI (Центральный Банк Индии) классифицировал сектор возобновляемой энергии в качестве приоритетного сектора кредитования в апреле 2015 года. Основная цель такой классификации, в частности, заключается в повышении трудоустройства, создании основной инфраструктуры и укрепить конкурентоспособность экономики.

Льготные кредиты от IREDA. IREDA предоставляет кредиты разработчикам проектов возобновляемой энергии с низкими процентными ставками. Финансирование происходит различными способами, такие как прямое кредитование и кредитование через различных финансовых посредников, таких как предоставление различных кредитных линий для NBFC, а также погашение долгов и т. д.

Зеленые банки. Зеленые банки стали инновационным инструментом для ускорения финансирования чистой энергии во всем мире. Такие специализированные финансовые институты оказались успешным механизмом использования ограниченных государственных финансов для мобилизации необходимого частного капитала в сектор.

Зеленые облигации. Зеленые облигации — это инновационные рыночные инструменты финансирования. Это финансовые инструменты с фиксированным доходом для привлечения средств для проектов, которые являются экологически выгодными по своей природе. Удержания риска в случае зеленых облигаций аналогичны вложениям других облигаций.

Инфраструктурный долговой фонд. Это снова инновационный инструмент финансирования возобновляемой энергетики в Индии. Эти средства могут быть созданы для ускорения и дальнейшего увеличения долгосрочной задолженности в инфраструктурных проектах. Нынешний режим регулирования позволяет предоставлять такие средства для проектов государственно-частного партнерства.

Обсуждение финансирования возобновляемых источников энергии в Индии является неполным без обсуждения ключевой организационной структуры, разработанной для сектора. Учитывая, что технические контуры сектора возобновляемой энергии отличаются от других секторов экономики, попытки

Правительство Индии было сделано давно, в 1987 году, для создания небанковской специализированной финансовой организации под названием «Индийское агентство по развитию возобновляемой энергии» (IREDA) в качестве предприятия правительства Индии для продвижения проектов в области возобновляемой энергии посредством финансовой помощи. Это учреждение работает под эгидой Министерства новой и возобновляемой энергии (MNRE) правительства Индии и предлагает финансовую поддержку проектам в области возобновляемых источников энергии, предлагая льготные кредиты, встречные гарантии, секьюритизацию будущих денежных потоков и т. д.

Помимо вышесказанного, существует множество банковских и небанковских учреждений, предлагающих различные финансовые услуги для ускорения роста использования возобновляемых источников энергии в Индии. Кроме того, были предприняты усилия по созданию новых институтов, механизмов и инструментов для стимулирования развития возобновляемых источников энергии путем обеспечения альтернативных путей финансирования.

Некоторые вехи, достигнутые Индией в развитии ВИЭ:

1. Емкость солнечной энергетики увеличилась в восемь раз в период с 2014 по 2018 год. Индия добавила рекордные 11,9 ГВт мощности возобновляемой энергии в 2017-18 гг.
2. До ноября 2018 года в Индии было одобрено 47 солнечных парков мощностью 27 ГВт, из которых было введено в эксплуатацию 4,2 ГВт.

3. Распределение энергии ветра между различными штатами было начато в августе 2018 года.

Существуют риски, идущие бок о бок с такими возможностями. Проблема финансирования возобновляемых источников энергии в Индии неразрывно связана как со структурой отрасли, так и с инвестиционным характером последней. Принимая во внимание капиталоемкий характер сектора, привлечение необходимого размера инвестиций продолжает оставаться основным препятствием на пути развития. Проблемы с финансированием возникают частично из-за маркировки возобновляемых источников энергии как единой части энергетического сектора.

- ✚ Во-первых, финансирование сектора возобновляемых источников энергии вытесняется кредитами, выделяемыми на проекты в области традиционной энергетики. Очевидно, что инвестиции в традиционные сектора срезают объем финансирования зеленой энергетики. Энергетические проекты в углеводородном секторе привлекают значительное количество заемных средств благодаря доверию инвесторов, в то время как укрепление доверия к проектам в области возобновляемых источников энергии займет больше времени чем ожидалось.
- ✚ Во-вторых, банковская система Индии, учитывая ее расположение к традиционным источникам энергии, также находится на грани верхнего предела кредитования в 15%, установленного Резервным банком Индии. Следовательно, каждую дополнительную единицу банковского финансирования становится все труднее реализовать.
- ✚ В-третьих, структурные проблемы энергетического сектора в целом тормозят финансирование возобновляемых источников энергии в стране. Принимая во внимание территориальное распределение электроэнергии и чрезмерного воздействия коммунальных служб и коммерческих банков на энергетический сектор, банки обычно неохотно продолжают кредитовать возобновляемые источники энергии.
- ✚ В-четвертых, институциональная и организационная структура, создававшиеся годами, была более чувствительной к традиционным источникам энергии. Например, в отличие от конвенционального энергетического сектора, возобновляемая энергия в основном управляется частным сектором. Следовательно, крайне важно создать надежных посредников.

Прежде всего, ограниченная доступность не-ресурсного финансирования послужила основным сдерживающим фактором для новых участников в секторе ВИЭ. Также существуют ограничения с точки зрения долгового финансирования. Одно из таких связано с отраслевыми ограничениями, установленными внутренними инвестиционными комитетами.

Хотя за эти годы был разработан и использован целый ряд инновационных инструментов и особенно в области финансирования; однако мобилизация необходимых средств на выгодных условиях является крайне сложной задачей. В частности, затраты на рабочую силу и строительство в Индии значительно ниже, и, что более важно, в последнее время свою роль сыграло снижение цены в секторе ВИЭ, в частности цены на солнечную и ветровую энергию.

Чистая энергия стала способом роста для многих компаний, которые смотрят в будущее - будь то диверсификация основного бизнеса, минимизация будущих рисков, использование преимуществ в отношении затрат и мер политики или выгоды от

экспоненциального расширения. Для тех, кто эффективно информирован о новых разработках, будь то в Индии или других регионах, будущее энергетики выглядит размытым.

Ожидается, что мощность ВИЭ будет стабильно расти до 2028 года, но и после 2030 года она будет расти в геометрической прогрессии. К тому времени средняя стоимость электростанции на возобновляемой электроэнергии будет дешевле, чем на угольной.

Глобальный поворотный пункт может быть пройден в 2025 году, когда солнечная и ветроэнергетика станут конкурентоспособны с предельными издержками в угольной и газовой генерации в большинстве регионов. После этого темпы роста ВИЭ ещё более возрастут. Кроме того, быстро снижается стоимость накопителей энергии, что позволит обеспечить безболезненную и экономичную интеграцию больших объёмов переменчивых ВИЭ в энергосистему.

Более того индийские угольные компании в настоящее время делают ставку на солнечную энергию: Coal India планирует начать производство электроэнергии с установленной мощностью панелей в районе 20 ГВт в течение следующего десятилетия, а другие горнодобывающие гиганты должны инвестировать в установку 5 ГВт в течение 5 лет.

Ожидается, что к 2040 году около 49 процентов всей электроэнергии будет генерироваться за счет возобновляемых источников энергии, поскольку для хранения электроэнергии будут использоваться более эффективные батареи, что еще больше сократит расходы на солнечную энергию примерно на 66% по сравнению с текущей стоимостью. Использование возобновляемых источников вместо угля позволит Индии экономить 8,43 млрд. долларов США в год.

Список используемой литературы

1. A Report by Energy and International Cooperation Vertical. NITI Aayog, Government of India. <http://indiaenergy.gov.in/wp-content/uploads/2017/09/Knowledge-Initiatives.pdf>.
2. Accelerating India's clean energy transition. India: Bloomberg New Energy Finance (BNEF). <https://about.bnef.com/blog/accelerating-indias-clean-energy-transition/>.
3. BP Energy Outlook: Country and regional Insights-India. <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018-country-insight-india.pdf>.
4. Buckley, T., Shah, K. 2017. India's Electricity Sector Transformation. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Cleveland, US. http://ieefa.org/wp-content/uploads/2017/11/India-Electricity-Sector-Transformation_Nov-2017-3.pdf.
5. Centrum, and FICCI. 2016. Infrastructure Financing: Emerging Options in India. Report by Centrum and FICCI. <http://ficci.in/spdocument/20792/FICCI-Infrastructure-Financing-2016.pdf>.
6. Renewable Energy's Transformation of the Indian Electricity Landscape. Mytra Energy Limited and PwC India. <https://www.pwc.in/assets/pdfs/publications/2015/renewable-energys-transformation.pdf>.
7. The Impact of Risks in Renewable Energy Investments and the Role of Smart Policies. Diacore Project Report. <https://www.ecofys.com/files/files/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf>.
8. World Energy Outlook. Paris: International Energy Agency. <https://www.iea.org/weo2017/>.

Основные тренды энергетической политики Японии. Политики диверсификации

В 2017 году Япония была четвертым крупнейшим потребителем нефти в мире (4,037 млн. баррелей в день (мб/д), а зависимость от импорта нефти составляла 99,7%. Государства-члены ОПЕК на Ближнем Востоке поставляли порядка 87,2 процента от общего объема импорта нефти, при этом основными поставщиками были Саудовская Аравия (37,4%) и Объединенные Арабские Эмираты (23,7%). В то время как общая зависимость Японии от импорта составляет более 90% для всех видов ископаемого топлива, нефть выделяется из-за высокой зависимости страны от Ближнего Востока, низкого уровня японской акционерной нефти, и отсутствие реалистичных краткосрочных и среднесрочных вариантов широкой диверсификации поставок из-за геополитики, географической изоляции и конфигурации японских нефтеперерабатывающих заводов.

По этой причине неудивительно, что озабоченность по поводу нефтяной безопасности и отношений с Ближним Востоком оказывает существенное влияние на японскую нефтяную промышленность и неизменно занимает высокое место в повестке дня японских политиков. Для решения этих вопросов Министерством экономики, торговли и промышленности и Министерство иностранных дел Японии, уже начиная с конца 1960-х годов проводили последовательную политику ресурсной дипломатии в рамках которой осуществляли следующие политические меры по повышению нефтяной безопасности и укреплению нефтяной промышленности Японии:

1) Увеличение объемов добываемой японскими фирмами нефти, в общем объеме импорта. Главным образом путем оказания финансовой поддержки зарубежной разведочной деятельности японских нефтяных компаний через государственные учреждения, такие, как японская национальная корпорация по газу, нефти и металлам (JOGMEC) и ее предшественники – японская национальная нефтяная корпорация (JNOC) и японская нефтяная корпорация развития (JPDC) – и путем поддержки так называемых национальных нефтяных проектов.

2) Поощрение как вертикальной, так и горизонтальной интеграции в японскую нефтяную промышленность в целях повышения конкурентоспособности отрасли и укрепления позиций на переговорах с нефтедобывающими странами.

3) Углублении экономической взаимозависимости между Японией и нефтедобывающими странами в целях обеспечения притока нефти и содействия продлению концессионных соглашений и подписанию новых контрактов о разделе продукции (ПСК).

Основные этапы ресурсной дипломатии Японии

Япония одна из самых энергозависимых стран в мире. Для того, чтобы обеспечить достаточный доступ к источникам энергии, правительство страны прилагает различные усилия. Так, политика ресурсной дипломатии предполагает реализацию мер, направленных на обеспечение стабильного доступа к энергоресурсам, удержание цен и обеспечение беспрепятственной транспортировки ресурсов до пунктов назначения.

На формирование стратегии ресурсной дипломатии в Японии повлияли два конкурирующих стратегических фактора: энергетическая зависимость страны от Ближнего Востока и отношения США и Японии в области безопасности. Кроме того, на процесс принятия решений порой влияют различные внутри министерские мнения о том, как следует проводить внешнюю экономическую политику. Эта двойная зависимость поставила Японию между конфликтующими интересами США и Ближнего Востока, и по этой же причине Япония попыталась сбалансировать свои отношения, пытаясь при этом сохранять позитивный тон отношений с США, и ближневосточными странами. Впоследствии политика Японии в таких конфликтах, как Арабо-израильский конфликт, конфликт между Саудовской

Аравией и Ираном, дипломатический кризис в Катаре, заключалась в попытке сохранить политический нейтралитет. Такая нейтральная позиция, однако, не всегда имела место, и со времени первого нефтяного кризиса японская ресурсная дипломатия в отношении Ближнего Востока прошла через три отдельных этапа.

Первый этап ресурсной дипломатии Японии на Ближнем Востоке

Наследие первого нефтяного кризиса до сих пор остается актуальным с точки зрения силы, фактически подорвавшей стремительно развивавшуюся экономику Японии. Именно это событие обусловило дальнейшее участие Японии в региональных делах на Ближнем Востоке и переходу внешней политики по ближневосточному вектору в активное состояние. До первого нефтяного кризиса Япония импортировала большую часть своей нефти с Ближнего Востока через западные нефтяные компании, действующие в регионе, и в меньшей степени через частные нефтяные компании, такие как И데미цу и теперь уже несуществующую Арабскую нефтяную компанию. Политики осознали необходимость углубления отношений с производителями нефти после создания ОПЕК. Однако, когда в 1973 году члены ОПЕК назвали Японию недружественным государством, отношения между правительствами в регионе оказались ограниченными, а дипломатические каналы – недостаточно развитыми. Поэтому нефтяной кризис застал политиков врасплох, вызвал панику в Токио и привел к быстрому изменению отношений с Ближним Востоком.

После нефтяного кризиса двусторонние отношения с Ближним Востоком претерпели изменения, а внешняя политика перешла на проарабскую дипломатическую позицию, дистанцировавшись от Израиля. Японские банки развития и старшие министры также согласились предоставить кредиты Ираку и другим нефтедобывающим странам в обмен на нефть, поскольку обеспечение поставок нефти стало одной из ключевых политических целей Токио.

На протяжении 1970х и начала 1980х годов японские фирмы, поддерживаемые японским правительством, активно вступали в доленое сотрудничество в проектах по всему миру, в том числе в таких странах, как Иран и Советский Союз, несмотря на возражения своего традиционного послевоенного союзника США. Результаты этих усилий были неоднозначными, но они упоминались как первый пример японского внешнеполитического ответа, независимого от США в послевоенный период.

Второй этап ресурсной дипломатии на Ближнем Востоке

С середины 1980-х годов импорт из Китая, Индонезии, Мексики и других не ближневосточных рынков сократился, и таким образом зависимость Японии от ближневосточного импорта возросла. Однако это совпало с периодом низких мировых цен на нефть и относительного изобилия нефти в 1980-х годах. Япония и ближневосточные производители начали признавать свою взаимозависимость и преимущества стабильности поставок. Японская экономическая помощь продолжалась, и во время крупных конфликтов, таких как Ирано–Иракская война, Япония стремилась защитить свои инвестиции посредством двустороннего взаимодействия, сохраняя нейтралитет по отношению к конфликтующим сторонам и поощряя многосторонние дипломатические инициативы (например, через Организацию Объединенных Наций), направленные на прекращение конфликта.

Относительное обилие нефти по низким ценам привело к некоторому сокращению дипломатии в отношении ресурсов (как это имело место сразу же после первого нефтяного кризиса), и ощущение нестабильности в сфере энергетической безопасности отступило. Экономическое сотрудничество с Ближним Востоком продолжалось, однако внешняя политика Японии вновь стала все более согласовываться с внешней политикой США в регионе. В 1980-х годах Япония начала дистанцироваться от Ирана, а позднее и от Ирака,

поскольку Саддам Хусейн в то время был в немилости у американского руководства. С другой стороны, взаимодействие со странами Совета сотрудничества арабских государств Персидского залива начало расширяться.

Третий этап ресурсной дипломатии на Ближнем Востоке

В 90-е годы Япония признала, что она не является единственным азиатским покупателем сырой нефти на Ближнем Востоке. Очень быстро Китай превратился из чистого экспортера нефти в чистого импортера нефти и развивающиеся экономики в Азиатско-Тихоокеанском регионе быстро увеличили свои закупки нефти. В свете этого опасения по поводу перебоев в поставках на Ближнем Востоке были дополнены угрозами энергетической безопасности в АТР (со стороны таких стран, как Китай и Северная Корея), беспокойством по поводу «узких мест» в Азии (например, Малаккский пролив), а затем и рыночными перебоями, такими как китайский шок спроса на нефть в 2000-х годах.

В середине 2000-х годов, когда цены на нефть вновь начали расти, последовало заметное увеличение дипломатических визитов на Ближний Восток и укрепление ресурсной дипломатии. В дополнение к росту цен на нефть, неспособность возобновить японские концессии в Саудовской Аравии и Кувейте и достичь соглашения с Ираном о разработке Азадеганского месторождения вынудили Японию диверсифицировать и расширить свой подход на Ближнем Востоке.

Период конца 1990х-2000х также характеризуется периодом правления весьма консервативных японских правительств, которые очень тесно согласовывали внешнюю политику страны с внешней политикой США и приняли участие в первое крупное развертывание японских войск на Ближнем Востоке в 2003 г. в рамках вторжения в Ирак. Соответственно, возросло взаимодействие Японии с ближневосточными производителями нефти, которые попали под «зонт безопасности» США (Кувейт, Катар, ОАЭ).

На пути к многосторонней ресурсной дипломатии

С 2000-х годов ресурсная дипломатия трансформировалась в то, что называется «многосторонней ресурсной дипломатией». Это включает дипломатическое, экономическое и частное взаимодействие с производителями нефти и не является исключительным для нефтегазового сектора. Японское Министерство экономики, торговли и промышленности, а также МИД Японии координировали свои усилия и стратегии после предыдущих неудач, обернувшихся потерей концессий в Саудовской Аравии и Кувейте и неудачей в разработке месторождения в Иране. Министерство экономики, торговли и промышленности Японии также внедрило новую национальную энергетическую стратегию, которая предусматривает участие ключевых правительственных учреждений – таких, например, как Японский банк международного развития (ЯБМР) в целях оказания помощи нефтедобывающим странам в диверсификации японской экономики, зависящей от нефти.

В связи с этим изменением политики возросло число визитов официальных лиц и частных компаний высокого уровня между Ближним Востоком и Японией, а также активизировалось содействие развитию японского бизнеса путем создания торговых миссий. Японское правительство также под сих пор продолжает предоставлять экономические пакеты, предусматривающие заключение крупномасштабных деловых контрактов, что позволяет ряду как государственных, так и частных компаний участвовать в деятельности в областях, которые были определены в качестве национальных стратегических интересов, таких, как, например, инфраструктурные проекты.

Политика диверсификации со странами Ближнего Востока. Ситуация в Иране

Несмотря на отсутствие культурных, исторических или религиозных связей, Япония и Ближний Восток стали незаменимыми друг для друга геостратегическими партнерами.

Япония, бедная природными ресурсами, является одним из крупнейших импортеров природного газа и нефти. Так, исторически сложилось, что отношения между Японией и Ближним Востоком связаны именно с этой динамикой отношений. Начиная со второй половины 2011 г. ближневосточная внешнеэкономическая политика Токио перешла в более активную стадию развития в целях защиты энергетических интересов Японии в регионе. Учитывая, что Япония импортирует более 80% сырой нефти из государств Совета сотрудничества стран Залива и Ирана, особую озабоченность у Японии вызывает стабильность обстановки на Ближнем Востоке.

Так, Япония оказалась в непростой ситуации в отношениях с иранскими партнерами, став заложницей существующих партнерских отношений с Америкой.

Иран является второй по величине экономикой в регионе Ближнего Востока и Северной Африки, после Саудовской Аравии. Он обладает вторыми по величине доказанными запасами газа в мире, а также четвертыми по величине запасами нефти и обилием других природных ресурсов. Кроме того, молодое население Ирана в 80 миллионов человек представляет собой растущий потребительский спрос. По прогнозу Всемирного банка, в период с 2016 г. по 2018 г. экономика Ирана будет росла в среднем на 4,6 процента в год.

Начиная с середины 1990-х годов давление США против Ирана увеличивалось. В целях соблюдения Закона о санкциях в отношении Ирана и Ливии от 1996 года (ILSA) Япония была вынуждена отказаться от завершения нефтехимического проекта в Бандар-Имаме Хомейни и воздержалась от дополнительных инвестиций в нефтегазовый сектор.

Japan Inc. возвращается в Иран

Успешное завершение в начале 2017 г. переговоров с Ираном Группы держав в формате 5+1, объединившихся в целях предотвращения использования иранской ядерной программы в военных целях и последующее снятие санкций явилось для Японии облегчением. Окончание санкционной кампании высвободило для Японии пути, прежде всего, политические, для увеличения закупок иранской сырой нефти и вновь открыло возможности для японских инвестиций в Иран, что позволяет японским фирмам конкурировать со своими китайскими и другими соперниками в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Импорт сырой нефти из Ирана в Японию был восстановлен. Крупнейшие японские торговые дома (такие как, например, Marubeni Corp., Sumitomo Corp.), которые ранее отказывались сотрудничать с Ираном из-за отсутствия международно приемлемого страхового покрытия, начали активизировать свою деятельность в сторону Ирана с целью возобновления бизнеса.

Японское правительство, явно, намерено оказывать всю необходимую поддержку своим компаниям по возвращению долей в иранских нефтегазовых проектах. В феврале 2017 г. Японский банк международного развития и Nippon Export and Investment Insurance расширили кредитную линию на 10 млрд долларов. Также в феврале того же года министр иностранных дел Японии Фумио Кисида и министр экономики и финансов Ирана встретились в Токио, где подписали двусторонний инвестиционный договор. Подписание договора, в котором были закреплены обязательства, принятые в ходе встречи на полях Генеральной Ассамблеи ООН в октябре 2016 г. между премьер-министром Японии Абэ Синдзо и президентом Ирана Хасаном Рухани, предусматривает гарантию долга Тегераном и инвестирование до 10 млрд долл в японские компании как способ снижения рисков.

Отношения между Токио и Тегераном выходят за рамки их взаимного нефтяного интереса. Встреча в Тегеране в сентябре 2017 г. заместителя министра иностранных дел с его иранским коллегой закончилась подписанием договора об увеличении японских инвестиций. Так, Япония обязалась предоставить Ирану экспертизу ядерной энергии, а также

подготовить проекты по созданию сейсмоустойчивых установок. Крупнейшие японские предприятия, такие как Suzuki и Nippon Steel & Sumitomo Metal, стремятся возродить «замороженные» проекты и развивать иранский рынок. Как и в странах Юго-Восточной Азии, Япония почти наверняка будет конкурировать с Китаем за создание высокоскоростных железных дорог в Иране.

Япония также изучает возможности сотрудничества с Ираном в различных неэнергетических секторах, от электроснабжения до управления водными ресурсами. Так, например, Япония согласилась субсидировать план по приобретению пассажирских самолетов у Mitsubishi Aircraft.

Риски и вознаграждения

И все же, несмотря на привлекательные условия и относительно позитивные отношения, между двумя странами Япония сохраняет осторожность в возобновляемых с Ираном отношениях. Токио остается чувствительным к сохраняющимся проблемам в отношениях между своим ключевым многолетним партнером и союзником в лице США и Ираном.

Япония должна действовать осторожно, стремясь восстановить и расширить свои связи с Ираном, чтобы это не стало источником трений в ее отношениях с Саудовской Аравией. В последние годы возросла интенсивность соперничества между Саудовской Аравией и Ираном. С учетом этих обстоятельств Япония должна найти способ сбалансировать свои отношения с Ираном с одной стороны, и с Саудовской Аравией и странами Совета сотрудничества арабских государств Персидского залива – с другой.

Еще одним осложняющим обстоятельством является сохраняющийся градус недоверия к Ирану и неопределенность в отношении внешней политики Ирана и внутреннего инвестиционного климата. Нестабильность иранской экономики, в том числе инфляция, в свою очередь, препятствует привлечению прямых иностранных инвестиций и препятствует инвестициям японского бизнеса в неустойчивый рынок.

Однако у японского правительства и корпоративного сектора есть мощный стимул ускорить темпы своих инвестиций на иранский рынок. Если бы они действовали слишком осторожно, конкуренты, такие как Китай, Индия и Южная Корея могли бы давно заключить гораздо более выгодные контракты, особенно в нефтегазовой отрасли. Негативный стимул потенциально проиграть выгодные сделки и существенные энергоресурсы выступает своего рода катализатором для увеличения инвестиций, несмотря на потенциальные риски. Так, японские банки предприняли начало операций со своими иранскими партнерами с использованием иены. Этот шаг в сочетании с кредитной линией в 10 млрд долл, которую японское правительство недавно направило на Тегеран, могло бы указать на то, что Токио готов принять риски, связанные с ведением бизнеса с и в Иране, чтобы поддерживать конкуренцию и извлекать максимальную выгоду из перспективных коммерческих возможностей.

Роль Японского банка международного развития

Важную роль в поддержании стабильной деятельности японских компаний в странах-поставщиках играет Японский банк международного развития. Банк предоставляет необходимые средства через проектное финансирование. Отходя немного от региона Ближнего Востока, прекрасным примером служит проект 2011-2012 гг. по развитию судоходного бизнеса перевозчиков СПГ, которые используются для транспортировки СПГ из США в Японию. Поддержка этого проекта также способствует диверсификации источников энергоресурсов и цен на сжиженный природный газ.

В 2012 г. Банк предоставил необходимые финансовые средства японским компаниям для обеспечения бесперебойного и долгосрочного снабжения сырой нефтью из эмирата Абу-

Даби. Так, на сегодняшний день, благодаря поддержке Банка, японским компаниям принадлежит около 60% прав концессии на нефтяное месторождение в Абу-Даби. В конце 2018 г. данное право было обновлено

Также японским компаниям был предоставлен кредит на финансирование совместного предприятия японских компаний по производству и продаже сварных стальных труб большого диаметра для нефтегазопроводов в Объединенных Арабских Эмиратах. Ожидается, что благодаря этому проекту, японские компании также сумеют повысить свою конкурентоспособность на Ближнем Востоке.

Используя свой статус надежного и крупного финансового института, Японский банк международного развития всячески способствует укреплению двусторонних связей с правительствами и правительственными учреждениями стран, богатых ценными ресурсами. Это способствует получению японскими компаниями возможности участия в проектах по развитию этих ресурсов, а также укрепляет их конкурентоспособность. В 2012 г. Банк заключил с Национальной нефтяной компанией ADNOC, полностью принадлежащей правительству Абу-Даби, меморандум о взаимопонимании. Данная компания является стабильным источником нефти для Японии уже более 30 лет. Меморандум нацелен на укрепление сотрудничества в нефтегазовой отрасли и подтверждает важность решений, принимаемых обеими сторонами в области расширения существующих прав на концессии на нефтяные месторождения, которыми располагают японские компании, а также подчеркивают важность и необходимость получения новых концессий.

Важным аспектом, в развитии которого заинтересованы страны-экспортеры природных энергетических ресурсов, безусловно, является экологичность производства. Именно в этом направлении японскими компаниями реализуются многочисленные проекты по трансферу технологий, реализации конкретных проектов снижения нагрузки на окружающую среду за счет использования возобновляемых источников энергии. Кроме того, Японский банк международного развития оказывает всестороннюю поддержку японским компаниям, выполняющим в странах Ближнего Востока проекты по созданию инфраструктуры, промышленно-технологическому развитию, созданию рабочих мест.

Важно сказать, что уже на протяжении определенного времени страны Ближнего Востока заинтересованы в реиндустриализации собственных производств на основе передовых промышленных технологий, что, безусловно, играет на руку японской стороне. Так, в 2017 г. Саудовская Аравия объявила о готовности осуществить инвестиции на сумму в 45 млрд. долл (почти половина) в общий фонд, объем которого составляет 100 млрд. долл, управляемый японским Softbank и нацеленный на строительство высокотехнологичных предприятий. Успешная реализация данного проекта, безусловно, принесет существенную выгоду обеим сторонам.

Японские компании стараются принимать участие и в формате международной кооперации со стратегическими партнерами стран Ближнего Востока. В этом направлении важны проекты разведки и разработки новых месторождений нефти и газа за рубежом. Успешному участию японских компаний в таких проектах всячески содействует правительство. Японский банк международного развития поддерживает и оказывает поддержку путем предоставления кредитов по льготным тарифам, тем самым позволяя японским компаниям побеждать в конкурентных торгах по интересующим Японию проектам в ключевых странах-партнерах. После землетрясения 2011 года японские компании приняли участие в более чем 140 нефтяных и газовых проектах, которые находятся на различных этапах развития по всему миру.

Заключение

Последствия Великого Восточного Землетрясения 2011 г., повлекшие разрушение и взрыв на АЭС Фукусима-1 максимально обострили энергетическую проблему для Японии и

потребовали от японского правительства поиска новых решений и смены выбранных направлений национальной энергетической политики. В 2015 г. кабинет министров поставил перед собой сложнейшую задачу разработать к 2030 г. разнонаправленную энергетическую политику, которая включала бы в качестве одного из источников энергии безопасное использование ядерной энергетики. Тем не менее, на данный момент Япония в значительной степени зависит от энергоресурсов закупаемых в странах Ближнего Востока.

Анализ основных этапов ресурсной дипломатии, проводимой японскими правительствами на протяжении многих лет позволил дать ретроспективу энергетической политики страны, проводимой с начала первого нефтяного шока и выделить обозначить основные причины и следствия проводимой впоследствии страной энергетической политики. Японская деятельность на Ближнем Востоке в значительной степени остается последовательной и напрямую связана с внешнеполитической зависимостью от политики США в ближневосточном регионе. Наиболее надежными и «прозрачными» с точки зрения энергетической безопасности для Японии остаются Саудовская Аравия и ОАЭ. При этом деловые отношения с этими странами не ограничиваются лишь энергетической сферой. Иран, несмотря на сложности внешнеполитической обстановки, по-прежнему остается одним из наиболее привлекательных для Японии энергетических и не только партнеров.

При том, что участие японского государства в сотрудничестве с нефтяными рынками остается значительной, нельзя не отметить переход отношений между японским правительством и японском нефтяными компаниями в более здоровую фазу. Японские компании нуждаются в свободе, чтобы преодолеть зависимость от государственной поддержки и самостоятельно искать возможности развития и конкуренции. Этому в значительной степени способствуют такие организации, как Японский банк международного развития.

Внешнеполитические условия и ограничения, обусловленные зависимостью от взаимоотношений со странами Ближнего Востока США, общая нестабильность ближневосточного региона и связанная с этим проблема энергетической безопасности могут создать благоприятные условия для развития энергетического сотрудничества с Россией. Российско-японские отношения по линии энергетики претерпели заметные изменения начиная с 2011 г. Так, в 2013 г. общий объем торговли между странами составил 37 млрд долл, что почти в шесть раз превышает аналогичный показатель десятилетней давности. Начиная с конца 2011 г - 2012 г. значительно вырос экспорт российских энергоносителей в Японию. В том же 2013 г., как известно, президент РФ Владимир Путин объявил об установке курса внешнеэкономической экономической политики в сторону Азиатско-Тихоокеанского региона с фокусом на восточноазиатские рынки и усиленное в связи с этим развитие Сибири и Дальнего Востока, признавая Восточную Азию центром глобального экономического роста. Несмотря на слабую развитость, дальневосточные и сибирские районы являются богатейшими источниками энергоресурсов и ценного сырья. Таким образом, развитие этих регионов будет положительно влиять на экономическое развитие в этих районах, повышение регионального и международного интереса.

Список используемой литературы

- 1) FOC «Annual Report 2017» Tokyo: Fuji Oil Company, Ltd., 2017
- 2) Idemitsu. «Annual Report» Tokyo: Idemitsu Kosan Co. Ltd., 2017
- 3) IEA «Energy Policies of IEA Countries Japan 2016 Review» Paris: IEA, 2016
- 4) INPEX «Annual Report 2017» Tokyo: INPEX Corporation, 2017
- 5) Itochu «Annual Report 2017» Tokyo: Itochu Corporation, 2017
- 6) JETRO «State of Qatar» Tokyo: JETRO, 2017

- 7) JOGMEC. «Omo Na Shien Purojekuto» (Основные проекты поддерживаемые JOGMEC) 2017
- 8) METI. «Enerugi Ni Kan Suru Nenjihoukoku» (Ежегодный отчет по энергетике), 2017
- 9) Mitsui. «2018 Nen 3 Gatsuki Dainisihanki Kessai Setsumei Shiryō» (Краткий финансовый отчет за вторую половину 2018 г.)
- 10) Could Iran Be Behind North Korea's Nuclear, Missile Advances // <https://asia.nikkei.com/Politics/Could-Iran-be-behind-North-Korea-s-nuclear-missile-advances2> (Дата обращения: 25.05.2019)
- 11) New Saudi Crown Prince hopes to diversify away from oil // <https://asia.nikkei.com/Politics/New-Saudi-Crown-Prince-hopes-to-diversify-away-from-oil> (Дата обращения: 20.05.2019)
- 12) Japan's JXTG Weighs Investment in Abu Dhabi Petrochemical Project // <https://asia.nikkei.com/Business/Japan-s-JXTG-weighs-investment-in-Abu-Dhabi-petrochemical-project> (Дата обращения: 14.05.2019)

Об авторах

Абакумова Мария Михайловна – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: abakumova.mm@yandex.ru.

Авдалян Гайк Мушегович – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: hayk9001@gmail.com.

Амириан Зухра – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Аникина Елизавета Альбертовна – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: elizaveta_anikina4@mail.ru.

Артемкина Лия Раисовна – соискатель ученой степени кандидата наук, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: artemkinaliyar@gmail.com.

Аршинов Григорий Андреевич – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: garshinov@icloud.com.

Ганночка Ксения Сергеевна – магистр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Голыжникова Дарья Юрьевна – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, м. н. с. Лаборатории анализа и прогнозирования транспортно-логистических систем Института Народного хозяйственного Прогнозирования РАН (ИНП РАН), e-mail: dariagol@ecfor.ru; dariagolyzhnikova@gmail.com.

Данилин Никита Аркадьевич – диссертант Института Европы РАН, корреспондент издания Моторное топливо России международного ценового агентства Argus Media, e-mail: nikita.danilin@inbox.ru.

Дун Чжао – аспирант, Российский экономический университет имени Г. В. Плеханова, email: dongzhao666@qq.com.

Илюхин Савелий Ильич – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: savelykh@yandex.ru.

Исаева Елена Андреевна – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: isaevaelena92@gmail.com.

Калинина Валерия Эдуардовна – студент Российского экономического университета имени Г. В. Плеханова.

Караева Мая Атаджановна – студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: mayakaraeva@mail.ru.

Киат Мухаммад Иксан – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: muhammadiksankiat95@gmail.com.

Киселева Анастасия Игоревна – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: anastasiakiseleva@list.ru.

Ко Чжуён – аспирантка РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: 103100@gubkin.ru.

Костюкова Коринна Сергеевна – младший научный сотрудник отдела науки и инноваций Сектора инновационной политики ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Крамской Максим Владимирович – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, email: whiteStarbanner@gmail.com.

Навроцкая Наталья Анатольевна, д.э.н., доцент кафедры мировой экономики экономического факультета ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет», e-mail: n.navrotskaya@spbu.ru.

Невская Анастасия Алексеевна – к.э.н., научный сотрудник Центра Европейских исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Никишина Алена Александровна – студент Российского экономического университета имени Г. В. Плеханова.

Оздоева Алина Хамзатовна – к.э.н., доцент кафедры финансового менеджмента РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: salina177@inbox.ru.

Орехов Сергей Александрович – д.э.н., профессор, Российский экономический университет имени Г. В. Плеханова, email: SOrehov@mail.ru.

Полаев Довран Куанчевич – к.э.н.

Попадько Артем Михайлович – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: apopadko@gmail.com.

Рева Александр Романович – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Саидов Акбарали Санжар Угли – магистр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Сеферов Аким Керимович – к.э.н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: a.s-90@mail.ru.

Симонова Анастасия Игоревна – студент Российского экономического университета имени Г. В. Плеханова.

Суханов Александр Александрович – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: alexcyhanov@gmail.com.

Тургамбаев Арсен Ануарбекович – аспирант Дипломатической академии МИД РФ.

Тургамбаева Алия Каирбековна – соискатель ученой степени кандидата наук РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Халидов Ибрагим Арбиевич – к.э.н., докторант кафедры международного нефтегазового бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: khalidov.i@mail.ru.

Халов Осман Мурадович – магистрант, Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет), e-mail: osman96@bk.ru.

Хотимский Кирилл Викторович – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: khotimskiy.kirill@gmail.com.

Юрченко Наталья Юрьевна – доцент кафедры Инновационное предпринимательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, e-mail: sinat_ibm@mail.ru.

Язданимогадам Фарид – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Научное издание

Мировая энергетика: конкуренция и сотрудничество

*Под редакцией
Жукова Станислава Вячеславовича*

Материалы конференции

ISBN 978-5-9535-0554-3

Подписано в печать 29.05.2019.
Формат 60×84/8. Печать офсетная.
Объем 27,5 п.л., 14,4 а.л. Тираж 200 экз. Заказ № 10/2019

Издательство ИМЭМО РАН
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23