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

Россия в процессах перестройки мировой энергетики

Ответственный редактор
С.В. Жуков

Москва
ИМЭМО РАН
2017

УДК 339 (470)
ББК 65.304.13 (2Рос)
Рос 74

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

Рецензенты:

доктор экономических наук В.Г. Варнавский
кандидат экономических наук О.С. Анашкин,

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

Рос 74

Россия в процессах перестройки мировой энергетики / Отв. ред. С.В. Жуков. – М.:
ИМЭМО РАН, 2017. – 182 с.

ISBN 978-5-9535-0503-1

DOI:10.20542/978-5-9535-0503-1

Издание по итогам международной молодежной конференции «Россия в процессах перестройки мировой энергетики», проведенной Центром энергетических исследований ИМЭМО им. Е.М. Примакова РАН и Факультетом международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (апрель 2017 г.). Специальное внимание в корпусе работ специалистов Базовой кафедры РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в ИМЭМО РАН уделено интеграционным проектам в энергетике с участием России; двустороннему энергетическому сотрудничеству России с зарубежными странами; структурным сдвигам в энергобалансах стран, порождаемым электрификацией транспорта и продвижением новых возобновляемых источников энергии; развитию проектов по улавливанию и хранению углерода; перестройке рынков природного газа в результате опережающего развития сектора сжиженного природного газа; ребалансировке портфелей проектов по добыче в крупнейших мировых частных нефтяных компаниях; устойчивости добычи трудноизвлекаемой нефти в США к низким ценам на нефть; перспективам корректировки закона Додда–Франка.

**Russia in the Process of World Energy Restructuring / Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO, 2017. – 182 p. ISBN 978-5-9535-0503-1
DOI: 10.20542/978-5-9535-0503-1**

The compendium of scholar articles based on analytical reports presented at the international young scholars conference “Russia in the Process of World Energy Restructuring” organized by Center of Energy Studies, IMEMO RAN and Faculty of International Energy Business, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) in April, 2017. Special attention is paid to integration projects in energy sphere with Russia’s participation; bilateral Russia’s energy cooperation with foreign countries; structural shifts in energy balances, caused by transport electrification and promotion of new renewable energy sources; development of carbon capture and storage projects; reconfiguration of natural gas markets due to the accelerating development of LNG sector; rebalancing of extraction projects portfolios of the major world private oil companies; resilience of US tight oil production to low price environment; perspectives of the Dodd-Frank Act amendment.

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

ISBN 978-5-9535-0503-1

© ИМЭМО РАН, 2017

© Коллектив авторов, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Раздел I. Россия: проекты интеграции и многостороннего сотрудничества в энергетике.....	5
<i>Калашикова И.И.</i> Предпосылки вывода на международный рынок нового ценового эталона - российского экспортного сорта нефти.....	5
<i>Уколов П.А.</i> Текущее состояние энергетического взаимодействия России и ЕС.....	13
<i>Цацулина Д.В.</i> Перспективы сотрудничества РФ и КНР в нефтегазохимической сфере	21
<i>Лю Ясинь</i> Китайские национальные нефтегазовые компании за рубежом	28
<i>Спивак В.Ю.</i> Энергетическое сотрудничество стран ЕАЭС и Китая в рамках инициативы Экономического пояса Шелкового пути.....	31
Раздел II. Сдвиги в структуре энергетических балансов.....	37
<i>Бреннер В.В.</i> Возобновляемые источники энергии в стратегии Германии (на примере ветроэнергетики)	37
<i>Синицын В.В.</i> Мировые проекты по улавливанию и хранению углерода	54
<i>Алексеева И.А.</i> Влияние развития электромобилей на изменение спроса на моторные топлива до 2030 года	61
<i>Синицын М.В.</i> Продвижение электромобилей в США.....	67
<i>Суханов А.А., Иллерицкий Н.И.</i> Перспективы развития нефтегазового комплекса Ирана.....	70
<i>Юсифов Т.М.</i> Основные игроки на рынке СПГ к 2040 году.....	74
<i>Чапайкин Д.А.</i> Индийский рынок СПГ как перспективная площадка своповой торговли для российских компаний.....	80
Раздел III. Перестройка мировых энергетических рынков	88
<i>Григорьева Е.О.</i> Создание хаба по торговле газом в азиатском регионе.....	88
<i>Сун Джинсок</i> Анализ экспорта СПГ из США в 2016 г.	94
<i>Костюк В.В.</i> Перспективы развития рынка природного газа Китая	99

<i>Золина С.А.</i>	
Положение в секторе трудноизвлекаемой нефти в США после снижения цен на нефть	107
<i>Копытин И.А.</i>	
Крупнейшие мировые нефтегазовые компании: ребалансировка портфеля проектов по добыче	112
<i>Масленников А.О.</i>	
Администрация Трампа: перспективы корректировки закона Додда-Франка	114
<i>Климова В.А.</i>	
Роль США в формировании мирового рынка природного газа	117
<i>Копылова А.С.</i>	
Территории опережающего социально-экономического развития: цели и промежуточные результаты.....	123
<i>Белов С.И.</i>	
Направления обеспечения энергетической безопасности стран Европейского Союза: влияние на формирование энергетического рынка	132
<i>Павлова В.Н.</i>	
Биржевая торговля как фактор интеграции рынков природного газа	136
Раздел IV. Россия: двустороннее сотрудничество с зарубежными странами в энергетике.....	144
<i>Игнатов В.И.</i>	
Развитие СПГ проектов в России	144
<i>Фролов О.А.</i>	
Привлечение иностранных инвестиций в нефтегазовый комплекс России: вызовы и риски.....	148
<i>Заморников И.И.</i>	
Перспективы развития газохимического комплекса на Востоке страны	154
<i>Рыкова М.В., Громов А.И.</i>	
Нефтегазовый ресурсный потенциал мирового шельфа и глубоководных акваторий и его роль для нефтегазового комплекса Бразилии	158
<i>Свиридов Н.О., Халов О.М.</i>	
Россия на мировом рынке авиатоплива	164
<i>Крамской М.В.</i>	
Основные финансовые показатели, финансовое состояние и инвестиционная деятельность Petrobras: текущее состояние и динамика.....	171
Об авторах	180

Раздел I. Россия: проекты интеграции и многостороннего сотрудничества в энергетике

Калашникова И.И.

Предпосылки вывода на международный рынок нового ценового эталона - российского экспортного сорта нефти

Существенный природный топливно-энергетический потенциал России является, и еще долго будет являться важной составляющей ее экономического развития. Обладая численностью населения страны менее 2,5% от населения всего мира ее геологические запасы, только энергоресурсов, оцениваются величиной составляющей около 30% от суммарных мировых запасов. Безусловно, указанные потенциальные возможности важны для того, чтобы можно было испытывать гордость за свою страну, но, к сожалению, совсем не достаточны, чтобы получать от этого соответствующую отдачу. Эти возможности должны быть эффективно реализованы таким образом, чтобы обеспечить высокий уровень качества жизни населения и экономический уровень развития страны. Это одна из важнейших задач, которая была заложена в проект Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2035 года¹. В этом же документе особое внимание было уделено вопросу государственной поддержки развития новых маркерных сортов российской нефти для поставки на экспорт. Имеющимся для этого предпосылкам и посвящена настоящая статья.

Качество производимой в мире нефти различается от месторождения к месторождению. Для того чтобы реализовывать добываемую различными странами нефть на экспорт, необходимо было хоть как то привести их к единообразному показателю – так формируются условия для создания сорта нефти. Введение сортности означает закрепление конкретных характеристик состава этой нефти (содержание серы, состав в ней групп алканов, наличие примесей и т.п.).

Таким образом, для упрощения экспортной торговли нефтью в разных странах были созданы некие стандартные условия, характеризующие именно их сорт нефти, связанные либо с основным месторождением, либо с целой группой соседних месторождений. Часто может быть так, что страна выпускает на экспорт два сорта нефти – легкую и тяжелую.

Например, для России это легкая нефть ESPO и более тяжелая Urals, в Великобритании – Brent, в Норвегии – Statfjord, в Ираке – Kirkuk, в Иране – Iran Light и Iran Heavy, в США – Light Sweet (WTI).

Закрепление названия за определенным сортом нефти означает, как правило, что ее доля является заметной и существенной в объеме общемировой добычи нефти.

Но этого оказывается совсем недостаточно, чтобы устанавливать цены на обозначенные сорта нефти. Для этого требуется сделать еще один шаг – определить (или назначить) некоторые эталоны или **эталонные сорта нефти**. Предназначением эталонных сортов нефти является определение ценового базиса для конкретного принятого стандарта качества нефти и географического места ее добычи (реализации). Вполне закономерно, что изначально из-за высоких объемов добычи² эталоном в системе ценообразования и основой для формирования официальной цены реализации нефти ОПЕК стала нефть сорта Arabian Light. Однако затем, в связи с изменениями правил торговли нефтью, появлением спотового и фьючерсного рынков произошли структурные изменения соотношения представленных на

¹ «Россия на нефтяном экспортном рынке», В.И. Фейгин, Научно-практическая конференция «Развитие биржевой торговли углеводородами: новые реалии энергетических рынков», Москва, 14.04.2016 г.

² В 2007 году суточный объем добычи нефти Arabian Light составлял 5 млн. баррелей. Цена Энергии. Механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат энергетической хартии, 2007г., стр. 74.

рынке производных инструментов и самих товаров, объемы первых существенно возросли, что незамедлительно отразилось на переходе первостепенной роли мирового эталона от сорта Arabian Light к двум другим основным сортам WTI и Brent, как наиболее торгуемым на мировых биржах.

Сегодня Brent – эталонная марка нефти, представляющая собой смесь нескольких сортов, добываемых на шельфовых месторождениях в Северном море. Сложившееся название марки – акроним названий горизонтов одноименного месторождения – Broom, Rannoch, Etive, Ness и Tarbert, открытого еще в 1970 году. К 1990 году добыча на этом месторождении стала постепенно снижаться и к эталонной марке стали последовательно добавляться объемы нефти, добываемые на других месторождениях того же региона: Forties и Oseberg. Так к 2002 году сформировалась новая смесь, которая получила название BFO (Brent-Forties-Oseberg)³. Позднее, в 2007 году, в смесь был добавлен объем нефти месторождения Ekofisk, и название сменилось на BFOE⁴.

Ниже на рисунке 1 представлен график с динамикой добычи нефти на основном месторождении Brent с начала его разработки по настоящее время, включая прогноз до 2020 года, а также с динамикой цены на нефть марки Brent. Графики были получены при помощи моделирования соответствующих запросов к базе данных UCube Rystad Energy, имеющейся на сегодняшний день в распоряжении у НИУ ВШЭ.

Видно, что наступил момент, когда уровень добычи нефти на месторождении Brent сократился до минимальных объемов. Хотя до настоящего момента этот сорт продолжает занимать значимую часть биржевой торговли и оказывать прямое влияние на формирование мировой цены на нефть.

Рисунок 1. Добыча нефти на месторождении Brent и динамика цены маркерного сорта Brent.

Источник: Rystad Energy UCube.

³ Bassam Fattouh (Director of the Oil and Middle East Programme). 5. The Brent Market and Its Layers // An Anatomy of the Crude Oil Pricing System. — Oxford Institute for Energy Studies, 2011. — С. 36. — 83 с. — ISBN 978-1-907555-20-6.

⁴ Oil Price Reporting Agencies // Report by IEA, IEF, OPEC and IOSCO to G20 Finance Ministers, October 2011, (англ.): Brent Blend, or more correctly the basket of Brent, Forties, Oseberg and Ekofisk («BFOE»).

Рисунок 2. Динамика добычи нефти BFOE с разбивкой по месторождениям.

Источник: Rystad Energy UCube.

График на рисунке 2 демонстрирует существенное сокращение добычи нефти на основном месторождении Brent, а также изменение динамики добычи «эталонного сорта» нефти Brent по мере добавления в смесь нефтей из соседних месторождений (смеси BFO и BFOE⁵ соответственно).

Сорт Brent отвечает большинству из значимых и предъявляемых для эталона критериям, а именно: наличию большого количества продавцов, торгующих этим сортом нефти, обеспеченности и надежности поставок, большого количества покупателей, включая конкретных потребителей (НПЗ) по всему миру. Несмотря на то, что само месторождение Brent не являлось крупнейшим, и даже испытывало проблемы с добычей, близлежащие месторождения покрывали необходимые объемы, обеспечивая необходимую рыночную ликвидность. Еще одно важное условие, значимое для эталонного сорта, состояло в отсутствии концентрации добычи в руках одной доминирующей нефтяной компании.

Для наглядности на рисунке 3 представлен график в разбивке по месторождениям с указанием долей добычи по владельцам/собственникам прав, участвующих в разработке этих месторождений, формирующих нефть сорта Brent.

К примеру, нефть Forties, добываемая из первого введенного в эксплуатацию крупного месторождения Северного моря, с объемами добычи, значительно превышающими объемы добычи на месторождении Brent, не стала эталонной для своего региона лишь потому, что доминирующие позиции в ее добыче (на момент введения в эксплуатацию) занимала компания BP, то есть сорт не отвечал одному из основных критериев эталона.

На данный момент небезосновательно ведутся споры относительно продолжения использования нефти марки Brent в качестве международного маркера для формирования цен на нефть на мировом рынке, так как объемы добычи сырья на месторождениях в Северном море сокращаются с каждым годом и достигли минимальных значений за все время его существования. Это, в свою очередь, может приводить не только к снижению ликвидности, но и к повышению вероятности возникновения неточностей при определении

⁵ Сегодня ценообразование на смесь нефтей BFOE по-прежнему происходит под аббревиатурой Brent.

цены собственно на эталонный сорт нефти Brent, что, безусловно, отразится негативным образом на определении цены для остальных торгуемых марок нефти.

Рисунок 3. Доли участия ведущих нефтедобывающих компаний в разработке месторождений, формирующих эталонный сорт нефти Brent (BFOE с разбивкой по месторождениям).
Источник: Rystad Energy UCube.

Россия на данный момент занимает одно из первых мест среди нефтедобывающих стран, но так исторически сложилось, что она практически не принимает участия в формировании цен на свою нефть. Сегодня в нашей стране цены на физическую нефть в рамках не только экспортных, но и внутрироссийских контрактов, привязаны к оценке стоимости международных маркерных сортов Brent и Dubai.

Что может произойти, если крупнейшая страна-экспортер создаст собственный сорт нефти, который был бы признан на международном рынке в качестве маркерного? Какие предпосылки для этого имеются и чего не хватает? Вот основные вопросы, на которые предполагалось дать ответ в данной статье.

Сегодня на российском рынке углеводородов можно выделить шесть основных сортов нефти.

Сорт Urals – поставляемая на экспорт смесь тяжелой нефти, добываемой в регионах Урала и Поволжья, и легкой малосернистой нефти из региона Западной Сибири.

Стоимость российской нефти, как правило, дисконтируется по отношению к Brent, учитывая тот факт, что она тяжелее по плотности и превосходит ее по содержанию серы. На данный момент Россия принимает меры для сохранения стабильного качества сорта Urals, например, снижая доли добавления в смесь высокосернистой татарстанской и уфимской нефтей. Для приведения этого плана в исполнение развивается перерабатывающая инфраструктура в республике Татарстан, в частности открыты новые нефтеперерабатывающие мощности для переработки собственной нефти на месте, либо происходит добавление этой нефти в объемы потоков, направляемых в восточном направлении.

Западно-Сибирская нефть, узнаваемая на мировом рынке под брендом Siberian Light, легкая и с низким содержанием серы (примерно 0,57%) состоит из нефтей, которые добываются на месторождениях Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Первый в стране проект по добыче нефти на шельфе Арктики дал России новый сорт ARCO или Arctic Oil, тяжелой по сравнению с остальными сортами нефти и подходящей для глубокой переработки нефтеперерабатывающей инфраструктурой Западной Европы. Добыча на единственном на данный момент месторождении российского шельфа Арктики началась в конце 2013 года, а первая отгрузка углеводородного сырья произошла 18 апреля 2014 года.

ESPO (ВСТО) – акроним названия стратегического нефтепровода Восточная Сибирь–Тихий Океан для экспорта углеводородов в Азиатско-Тихоокеанский регион. Сорт, по своим физико-химическим свойствам превосходящий Urals и практически соответствующий лучшей низкосернистой нефти Siberian Light. Несмотря на это, вероятность становления данного сорта индикатором для ближневосточного региона в текущих условиях довольно мала, цены на ВСТО привязаны к сорту Dubai Crude.

На проектах Сахалин-1 и Сахалин-2 добываются сорта нефти Sokol и Vityaz – это легкая нефть по качеству сходная с маркой Dubai/Oman. Ценообразование осуществляется также при помощи привязки к стоимости Dubai Crude. Новый сорт Sakhalin Blend, представленный в 2015 году, образован путем смешивания газового конденсата с нефтью Vityaz. Физико-химические свойства данной смеси при переработке позволяют получить большее количество легких фракций – дизельного топлива и бензина.

В настоящее время Минэнерго РФ озабочилось вопросами продвижения экспортного сорта российской нефти в качестве маркерного на международном рынке. Рассматриваются две возможности – становления сорта ESPO маркерным на рынке Азиатско-Тихоокеанского региона, и сорта Urals на рынке Европы.

На следующем рисунке 4 показано, что почти всегда российская нефть торгуется на международном рынке с дисконтом по отношению к мировому эталону Brent, причем дисконт может достигать внушительных размеров, и, если не предпринимать никаких действий, то, согласно прогнозам Rystad Energy, этот разрыв будет наблюдаться и в будущем.

Рисунок 4. Соотношение цен на российскую нефть и нефть марки Brent в динамике.
Источник: Rystad Energy UCube.

Основная проблема, связанная с сортом Urals, изначально заключалась в ограниченном количестве рынков сбыта – это Восточная и Северо-Западная Европа и Средиземноморский регион. Именно этой особенностью можно объяснить причину формирования цены на данный сорт с таким большим дисконтом по отношению к эталонному (Brent). Очевидно, что при всех остальных равных условиях, разница в цене, которая зависит лишь от различия их качества, не выглядела бы столь значимой.

Однако, практически все месторождения Северного моря понемногу истощаются. Самая легкая и доступная часть углеводородов в этом регионе уже добыта, а все новые проекты довольно дорогостоящие. Сегодня при ценах ниже 60 долларов за баррель все шельфовые проекты убыточны.

Рисунок 5. Соотношение цен безубыточности по проектам месторождений Северного моря.

Источник: Rystad Energy UCube.

Недалек тот день, когда ориентиром для мирового рынка нефти может оказаться тот «сорт нефти», которого практически больше нет в природе. Очевидно, чтобы этого не произошло, необходимо заранее предусмотреть эту ситуацию и создать все необходимые условия для формирования нового маркерного сорта нефти. Нефть, производимая в России, обладает для этого самыми большими возможностями.

В заключение сведем в единую таблицу все перечисленные выше предпосылки, имеющиеся у российской нефти, обязательное выполнение которых позволит российскому экспортному сорту почти беспрепятственно претендовать на то, чтобы стать новым **эталонным** сортом нефти.

Таблица 1.

Предпосылки для вывода на международный рынок нового ценового эталона российского экспортного сорта нефти.

№	Предпосылка	Наличие		Предложения
		Brent	Проект российского маркера	
1.	Высокие объемы добычи нефти на момент создания и ввода эталонного сорта.	+	+	Объемы российской нефти в разы превосходят добычу нефти Brent.
2.	Возможность поддержания высоких объемов добычи нефти на длительный период.	-	+	Обосновать сроки и причины использования эталонного сорта нефти в качестве международного маркера для формирования цен на нефть на мировом рынке.
3.	Наличие большого количества покупателей эталонного сорта, включая конкретных потребителей (перерабатывающие НПЗ), на мировом рынке.	+	-	Увеличить направления поставок и горизонты рынков сбыта российской экспортной нефти путем создания благоприятных условий торговли.
4.	Обеспеченность и надежность поставок	± Есть проблемы.	±	Стабилизировать гарантированное качество и повысить надежность поставок по всем направлениям сбыта российской экспортной нефти.
5.	Наличие большого количества продавцов, торгующих этим сортом нефти и ее производными инструментами.	+	+	Создание условий для биржевой торговли нефтью, как товаром, так и ее производными инструментами с обеспечением свободного доступа к торговым терминалам.
6.	Отсутствие концентрации добычи в руках одной доминирующей компании.	+	±	Создать условия для привлечения большого количества независимых иностранных компаний к участию в разработке месторождений российского экспортного сорта.
7.	Наличие стабильной политической обстановки для создания условий бесперебойной торговли нефтью.	+	-	Обеспечить стабильность политической системы. Закрепить условия обеспечения торговли в правилах биржевой торговли и соответствующих нормативных документах, не допускающих даже малейшего манипулирования ситуациями, обеспечивая гарантированную стабильность условий торговли и порядка определения цены на эталонную нефть.

Список источников:

1. Шафраник Ю.К., Крюков В.А., Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. М: 2016 – 272 с.
2. Тейн Густафсон, Колесо фортуны. Битва за нефть и власть в России. Москва: Альпина Паблишер; 2017 – 599 с.
3. Катюха П.Б., Основы международного нефтетрейдинга. Москва: РГУНГ им. Н.М. Губкина; 2012 – 254 с.
4. Катюха П.Б., Торговля углеводородами на мировых энергетических рынках. Москва: РГУНГ им. Н.М. Губкина; 2015 – 185 с.
5. Евлахов С.К., Козобкова Н.А., Качество нефти в трубопроводном транспорте: система управления, технологии и контроль. Москва: Нефть и газ; 2007 - 496 с.
6. Конопляник А., Лебедев С., Проектное финансирование в нефтегазовой промышленности: мировой опыт и начало применения в России. Москва: Нефть, газ и право; 2000, №1. с. 25-40; №2. с. 23-42.
7. Грушевенко Е., Грушевенко Д. , Нужен ли России свой маркер? Москва: Нефть России; 2012, №11. с. 94-98.
8. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Проект. Москва: Министерство энергетики Российской Федерации, 2014 – 263 с.
9. Bacon, R., The Brent Market: An Analysis of Recent Developments. WPM 10, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. 1986.
10. Fattouh, B., Oil Market Dynamics through the Lens of the 2002-2009 Price Cycle, OIES WPM39, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. 2009.
11. Horsnell, P., Mabro, R., Oil Markets and Prices. The Brent Market and the Formation of World Prices, Oxford: Oxford Univ. Press.1993.
12. Oil Price Reporting Agencies, Report by IEA, IEF, OPEC and IOSCO to G20 Finance Ministers, October 2011.
13. Yergin, D., The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power USA: Simon & Schuster, 1991.

Текущее состояние энергетического взаимодействия России и ЕС

Исторически, еще со времен Советского Союза, Россия является крупнейшим экспортёром сырой нефти, природного газа, урана и каменного угля в Европу (ЕС). Евросоюз также является крупнейшим торговым партнёром Российской Федерации.

На протяжении 40 с лишним лет, Европа (на сегодня Евросоюз) и Советский Союз (на сегодня Россия) успешно сотрудничают в энергетической сфере.

Сотрудничество началось в 1960-1970-е годы, тогда были соединены месторождения Западной Сибири с электростанциями Западной Европы с помощью системы трубопроводов. А уже в 1970 году между Советским Союзом и Федеративной Республикой Германии был заключен исторический контракт о поставке труб с большим диаметром и прочего оборудования в Советский Союз, чтобы построить газопровод в Европу, с оплатой за поставку труб и оборудования газом с месторождений Западной Сибири. По факту, данный контракт стал отправной точкой начала глобального энергетического сотрудничества сторон.

Советский Союз вместе с партнерами по Совету экономической взаимопомощи соцстран, до начала 1990-х осуществляли развитие инфраструктуры и энергоснабжения, которые были ориентированы на европейских потребителей. В те годы были реализованы крупнейшие проекты нефтепроводов единой электроэнергетической системы «Мир»: Дружба 1 и Дружба 2, а также по типовым проектам СССР велось строительство атомных станций на территории стран СЭВ.

Далее сотрудничество в сфере энергетики продолжилось на фоне изменения географической карты Европы, распада Советского Союза и становления новых государств. В России прошли экономические реформы, либерализация рынков нефти и угля. В то время началась реализация крупнейших проектов-газопроводов Ямал-Европа и Голубой поток. Важно отметить, что в то время иностранные компании получили доступ на условиях СРП к разработке российских нефтегазовых месторождений.

Все эти события создали предпосылки для начала в 2001 году Энергодиалога Россия-ЕС, который стал новым форматом взаимоотношений в энергетической сфере между Российской Федерацией и Европейским союзом. Более того, нормативная база сотрудничества также получила развитие, был принят закон об иностранных инвестициях и была произведена либерализация рынка электроэнергии. Но до сих пор, главной базой энергетических отношений между РФ и ЕС остается Соглашение о партнерстве и сотрудничестве, которое было подписано в 1994 году.

Следующим этапным событием в отношениях между РФ и ЕС стало формирование четырех общих пространств России и Евросоюза концепция которых была утверждена в мае 2003 года на саммите в Петербурге.

После этого, на саммите в мае 2005 года в Москве, были разработаны и утверждены «Дорожные Карты» по формированию общих пространств. Стоит отметить, что данный формат сотрудничества остается главным в рамках взаимодействия РФ и ЕС.

Россия и Евросоюз в октябре 2005 года договорились заключить новое базовое соглашение, которое должно заменить действующее Соглашение о партнерстве и сотрудничестве и в мае 2006 года в Сочи, была достигнута договоренность о начале работы над новым соглашением, но этот процесс запущенный еще в 2008 году, затормозился в 2014 году.

Если говорить о форматах сотрудничества, то можно выделить Энергодиалог Россия-ЕС, целью которого является:

- развитию долгосрочного энергетического партнерства между ЕС и Россией

- совершенствование нормативно-правовой базы, которая будет регламентировать производство энергоносителей и их транспортировку
- сохранение и обслуживание транспортных сетей
- минимизация рисков и гарантия долгосрочных поставок энергоресурсов
- развитии энергетических инфраструктурных проектов «взаимного интереса»
- развитии сотрудничества в сфере рационального использования энергетических ресурсов и их энергосбережения.

Стоит отметить, что разработка и утверждение сторонами «Механизма раннего предупреждения» в 2009 году и «Дорожной карты энергетического сотрудничества России и ЕС до 2050 года» в 2013 году - стали главными результатами работы ЭнергодIALOGа Россия-ЕС.

Одним из компонентов Энергетического диалога Россия-ЕС является «Механизм раннего предупреждения». Данный механизм обозначает взаимное информирование партнерами друг друга о краткосрочных, а также долгосрочных рисках безопасности поставок и спроса на них. С обеих сторон были назначены контактные лица и сам Механизм уже доказал свою высокую эффективность. В Меморандуме о механизме раннего предупреждения определены: официальная сторона документа, включая формат, содержание и организацию.

Данный документ включает в себя тринадцать разделов, в которых определены такие понятия как - "чрезвычайной ситуации" и "механизма раннего предупреждения", а также определены действия сторон в случае перебоев в поставках энергоресурсов из Российской Федерации в Европу.

Ключевым разделом в этом документе является раздел, описывающий меры предупреждения и быстрого реагирования сторон на сложившиеся чрезвычайные ситуации и возможные условия, которые могут их вызвать. К таким условиям Минэнерго относит трубопроводные аварии, но главное – это неутвержденный отбор энергоресурсов при транспортировке из хранилищ или же прерывание, или уменьшение транзита, которое не может быть предусмотрено соглашениями поставщика с потребителем. Таким образом Российская Федерация старается обратить внимание своих партнеров на исчезновение природного газа при транзите, либо непосредственно из самих хранилищ.

Как раз такие обстоятельства периодически возникали между РФ и Украиной и тем самым вызывали конфликтные ситуации, начиная с 2000 года.

Еще одним из форматов сотрудничества Россия-ЕС является Дорожная карта энергетического сотрудничества, в которой по каждому из представленных направлений: электроэнергетика, газ, нефть, ВИЭ, энергоэффективность – наметен путь развития сотрудничества до 2020, 2030, 2050 годов, а также определены основные рекомендации, действия и ключевые этапы на данном пути. Важно отметить, что в Дорожной карте имеется конкретная, согласованная стратегическая цель - по формированию к 2050 г. панъевропейского энергетического пространства которое будет иметь функционирующую интегрированную сетевую инфраструктуру, с конкурентными и результативными, с прозрачными и открытыми энергетическими рынками, а также с помощью которого будет обеспечиваться содействие по безопасности в энергетической сфере и которое поможет в достижении устойчивого развития Европейского союза и Российской Федерации.

Однако в 2014 году политическое взаимодействие РФ и ЕС, практически было заморожено по всем вышеперечисленным форматам, несмотря на то, что между партнерами сохраняется тесное экономическое сотрудничество, в том числе в сфере энергетики.

Согласно данным европейской статистики за 2015 год 30% импортируемого газа приходит в страны Европейского союза из России.

График 1. Доля РФ в импорте природного газа в ЕС (млн. куб. м.)

Источник: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

По данным того же источника из России в страны Европейского союза импортируется порядка 28% сырой нефти.

График 2. Доля РФ в импорте сырой нефти в ЕС (тыс. тонн)

Источник: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

И около 25% всех нефтепродуктов приходит в страны ЕС из России.

График 3. Доля РФ в импорте нефтепродуктов в ЕС (тыс. тонн)

Источник: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

Что касается доли угля в импорте ЕС из Российской Федерации, то в 2015 году она составила 26%.

Конечно хотелось бы отметить, что в последние года имеется некая тенденция снижения импорта энергоресурсов из РФ в ЕС, но тем не менее цифры довольно высоки даже на фоне возникших в политике разногласий.

График 4. Доля РФ в импорте твердого топлива в ЕС (тыс. тонн)

Источник: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

К сожалению, тоже самое нельзя сказать о прямых инвестициях из стран Европейского Союза в энергетический сектор Российской Федерации, здесь значительно заметней влияние санкций.

Только в 2014 году по сравнению с 2013 прямые инвестиции в российский энергетический сектор добычи сырой нефти и природного газа упали на 47%.

График 5. Прямые инвестиции ЕС в РФ (млн. евро) Добыча сырой нефти и природного газа

Источник: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

Что касается инвестиций в переработку, то здесь не все так плохо, сокращение составило порядка 6%.

График 6. Прямые инвестиции ЕС в РФ (млн. евро) Нефтепереработка

Источник: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

Инвестиции в сектор электроэнергетики, газа, систем подачи пара и кондиционирования воздуха так же значительно упали на целых 44%.

График 7. Прямые инвестиции ЕС в РФ (млн. евро) Электроэнергия, газ, системы подачи пара и кондиционирования воздуха
 Источник: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

Если говорить о прямых иностранных инвестициях в общем, то они сократились примерно на 15%.

График 8. Прямые инвестиции ЕС в РФ (млн. евро) Все виды деятельности ПИИ
 Источник: Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

Если проанализировать, что для России значит на данный момент сотрудничество с европейскими государствами в сфере энергетики, то безусловно можно сказать, что это (по итогам 2015 г.) 63% всего экспорта сырой нефти, 65% — газа и 41% — угля. Подводя итоги, можно сделать вывод, о взаимозависимости партнеров, но никак не об асимметричной уязвимости одного из них.

График 9. Экспорт РФ 2015 (тыс. тонн)

Источник: ФТС (<http://www.customs.ru/>)

Заключение

В заключении хотелось бы отметить, что энергетическое сотрудничество России и Европейского союза осложняется отсутствием единого понимания сути международного сотрудничества и взаимодействия сторон в энергетической сфере.

В последнее время международная политика Европейского союза в энергетической сфере, во многом, продиктована влечением распространить на партнеров не только рыночные механизмы, но и собственные правовые нормы. При этом эти нормы необязательно гарантируют лучшее решение разногласий даже внутри самого ЕС (в действительности они представляют собой то, что приемлемо для крупнейших стран-членов на данный момент).

Фактическая «экстраполяция» собственного законодательства на государства, выступающие в качестве главных торгово-экономических партнеров ЕС в энергетической сфере, выгодна Евросоюзу, ведь она упрощает сотрудничество с третьими государствами и упрощает работу европейских компаний в этих странах. В итоге, ЕС оказывается в положении ведущего, а его международные партнеры становятся ведомыми. Все это противоречит принципу равенства партнеров, ключевому для внешней политики Российской Федерации.

Тем не менее, несмотря на то, что и Россия, и ЕС осуществляют политику, направленную на дальнейшую диверсификацию рынков сбыта (Россия) и источников энергоресурсов (ЕС), доля российских углеводородов и продуктов их переработки на рынке ЕС в ближайшие 20-25 лет будет, по-прежнему, оставаться высокой.

Это связано в первую очередь с экономической составляющей, наличием развитой энерготранспортной инфраструктуры, связывающей Россию и ЕС (системы нефтегазопроводов) и географической близостью России и стран-членов ЕС. Все это

позволяет Российской Федерации быть высококонкурентным игроком на Европейском рынке, а главное с традиционно успешным сотрудничеством в области энергетики, осуществляемым с 1960 года.

Список использованной литературы

- 1) Минэнерго РФ / Дорожная карта энергетического сотрудничества России и ЕС до 2050г. (<https://minenergo.gov.ru/>)
- 2) Минэнерго РФ / Энергодиалог Россия - ЕС 13-й Обобщающий доклад (<https://minenergo.gov.ru/>)
- 3) Институт Энергетики и Финансов (<http://www.fief.ru/>)
- 4) ИМЭМО РАН / Мировое развитие. Выпуск 13 Энергетика и инновации на перекрестках мировой политики 2014 (<http://www.imemo.ru/>)
- 5) РСМД (<http://russiancouncil.ru/>)
- 6) Постоянное представительство Российской Федерации при Европейском союзе / Меморандум о механизме раннего предупреждения (<https://russiaeu.ru/ru>)
- 7) Представительство Европейского Союза в Российской Федерации (http://eeas.europa.eu/archives/delegations/russia/index_ru.htm)

Перспективы сотрудничества РФ и КНР в нефтегазохимической сфере

Современная нефтегазохимическая промышленность – глобальная, стратегически важная, высокотехнологичная, капиталоемкая отрасль мировой экономики с богатой историей и долгосрочными планами.

В начале XXI в. нефтегазохимия превратилась в сеть взаимосвязанных центров. При этом основными особенностями ее эволюции стали:

1. глобализация, проявляющаяся во все более широком распространении нефтегазохимических производств, в росте объемов и расширении географии внешней торговли (по оценкам экспертов Европейского Совета химической промышленности в 2015 г. объем мирового рынка товаров отрасли составил 3,5 трлн. евро, а в 2030 должен составить 6,3 трлн. евро [1]);

2. перманентная модернизация производств, а именно постоянное обновление ассортимента продукции и освоение технологий нового поколения, существенно снижающих ресурсоемкость производства и нагрузку на окружающую среду;

3. активное использование механизма слияний и поглощений, привлечение инвесторов из смежных отраслей (по данным информационного агентства АК&М, объем сделок M&A в 2014 г. составил 82 млрд. долларов США [2]);

4. подверженность нефтегазохимической промышленности влиянию роста или спада экономической активности;

5. расширение присутствия западных компаний в развивающихся странах (традиционные крупнотоннажные производства сегодня перемещаются в страны, располагающие углеводородным сырьем и (или) относительно дешевой рабочей силой, а материнские компании занимаются производством продукции с высокой добавленной стоимостью).

Но, пожалуй, главной тенденцией эволюции отрасли стало укрепление позиций стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) на рынке нефтегазохимической продукции, произошедшее вслед за региональной диверсификацией производства западных компаний и произошедшей при этом “диффузией” технологий, а также стремление стран региона к технологическому суверенитету.

Тезис о том, что АТР превратился в локомотив мирового развития, для большинства современных политиков и ученых, сегодня стал аксиомой. Также едва ли стоит доказывать, что наиболее весомым игроком на карте региона сегодня является КНР. Те варианты развития, которые выбирает Китай год за годом, оказывают сильное влияние на соотношение сил в мировой экономике и политике.

В 2015 г. объем продаж продуктов нефтегазохимической промышленности КНР составил 1110, 6 млрд. евро, что сделало ее по данному показателю первой в мире. К 2030 г. этот показатель станет равным 2749, 9 млрд. евро [1].

Успехи китайской нефтегазохимической промышленности, с нашей точки зрения, опираются на пять основных факторов.

Первый фактор – внутренний рынок КНР. Он является чрезвычайно емким (за счет высоких темпов развития страны, роста численности городского населения), имеет большой потенциал роста, и, следовательно, привлекает инвесторов.

Вторым фактором является высокий уровень государственной поддержки. Три крупнейшие нефтегазовые компании КНР (China National Petroleum Corporation и China Petroleum & Chemical Corporation, занимающиеся, в основном, разведкой, добычей, транспортировкой и переработкой нефти и газа, производством и продажей нефтегазохимической продукции, а также China National Offshore Oil Corporation, активно

покупающая иностранные активы) принадлежат государству и имеют от него мощную поддержку (не только финансовую).⁶

Третий фактор – четкие цели экономического развития. КНР может себе позволить ставить не только среднесрочные (в виде пятилетних планов), но и долгосрочные цели, понятные и населению, и бизнесу. Любая стратегия или программа написаны не в духе пожеланий к руководству компаний, а имеют четкие количественные ориентиры. Грамотное и ясное целеполагание – основа успешного развития китайской нефтегазохимической промышленности.

Четвертым фактором является сравнительно низкий уровень себестоимости производства нефтехимической продукции в КНР. Страна имеет чрезвычайно выгодное расположение относительно стран – источников сырья и рынков сбыта (на пересечении ключевых транспортных коридоров), а также сравнительно недорогую и, одновременно, квалифицированную рабочую силу.

Немаловажным фактором является также возможность доступа компаний КНР к иностранным технологиям и инвестициям.

В последнее десятилетие страна значительно сократила отставание от мировых лидеров по объему инвестиций в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (Рисунок 1) и стала одной из ведущих стран по числу регистрируемых патентов в год, в основном за счет создания большого количества научно-исследовательских центров с участием крупнейших международных химических и нефтехимических корпораций.

Рисунок 1. Динамика объема инвестиций в R&D в странах-лидерах нефтегазохимической промышленности, млрд. долларов США

Источник: www.cefic.org

Однако замедление темпов роста экономики, высокая материало- и энергоемкость нефтегазохимических производств, зависимость от импорта сырья ((КНР пока не в состоянии преодолеть дефицит по нефтепродуктам в целом) и возможный будущий дефицит трудовых ресурсов, обусловленный старением населения (Рисунок 2), могут стать препятствием на пути осуществления планов по дальнейшему развитию отрасли.

⁶ Ярким примером являются события 2011 г. “Арабская весна” могла заставить китайские компании отказаться от целого ряда проектов в регионе. Но правительство КНР стало медиатором между конфликтующими группами, показав мировому сообществу, что можно договориться с любым правительством при гарантии невмешательства и выполнения договоренностей. Последствия революционной волны для нефтегазовых гигантов КНР были минимальны.

Рисунок 2. Прогнозируемая численность населения в КНР и в мире, чел.

Источник: www.un.org

В этих условиях страна продолжает поиск доступа к экономически доступному сырью и развивает технологии, снижающие зависимость от импорта сырья (например, CTL).

Развитие нефтегазохимической отрасли является важной задачей и российской экономики. Высокие цены на энергетическое сырье и отсутствие сбалансированной политики сдерживали переход к высоким отраслевым переделам и конвертацию экстенсивного роста в преобразование, и интенсивное обновление отрасли. Изменение экономической и политической ситуаций последних лет заставило правительство и бизнес пересмотреть свои позиции, начать поиск взаимовыгодных форм сотрудничества и поддержки отрасли, развитие которой способствовало бы максимальной монетизации имеющейся обширной сырьевой базы.

На данный момент для нефтегазохимической отрасли РФ характерно активное вовлечение в международную торговлю и зависимость от спроса на российскую продукцию низких переделов на зарубежных рынках, а также от импорта продукции высоких переделов и основных компонентов для ее производства в стране. По данным Федеральной службы государственной статистики, российский экспорт продукции нефтегазохимической промышленности в 2014 г. составил 10804,9 млн. долларов США, а импорт – 11380,7 млн. долларов США [4].

Если сравнивать развитие российской нефтегазохимической промышленности и мировой, то становится видно, что такие тенденции, как глобализация, консолидация, интеграция и цикличность развития, характерны как для мировой, так и для отечественной нефтегазохимической промышленности.

Что касается остальных тенденций, то здесь имеются серьезные различия российской нефтегазохимической отрасли и мировой. Прежде всего, это касается тенденций изменения структуры выпускаемой продукции. Если в мировой нефтегазохимической промышленности отчетливо проявляется тенденция к увеличению доли продукции с высокой добавленной стоимостью, то для российской нефтегазохимии характерна тенденция производства и экспорта продукции низких переделов. Это связано с тем, что в российской нефтегазохимической промышленности из-за высокой степени износа основных фондов (степень износа основных производственных фондов по химическому комплексу в целом составляет 46,2 %, а оборудования – 48,1 % [4]) и ограниченного доступа к технологиям, производство продукции высоких переделов зачастую просто невозможно.

По данным Министерства энергетики Российской Федерации, в 2015 г. объем производства крупнотоннажных полимеров снизился с 5,8 млн. тонн по сравнению с 2014 г.

до 4,7 млн. тонн в год из-за проведения ремонтных работ и смещения сроков выхода на полную мощность вновь введенных мощностей [6].

Комплексной проблемой российской нефтегазохимической промышленности является также избыток нефтегазохимического сырья (сжиженного углеводородного газа, нефти, этана) и высокий потенциал роста спроса на нефтегазохимическую продукцию при имеющемся дефиците мощностей производства.

Научно-технологический потенциал нефтегазохимической отрасли в значительной степени определяется объемом расходов на НИОКР ее участников. Для мировой нефтегазохимической промышленности важным фактором развития стало внедрение инноваций; в отечественной нефтегазохимической промышленности доля инновационной составляющей крайне мала. Здесь сохраняются устаревшие технологии и методы управления производством. Во многом это связано с ролью НИОКР, постоянно усиливающейся в мировой нефтегазохимической промышленности, и сведенной к минимуму в российской нефтегазохимической промышленности в 1990-е годы.

Современная мировая нефтегазохимическая промышленность, получившая широкое развитие во многих странах мира, является выгодным бизнесом. Однако российские нефтегазовые компании (так сложилось исторически) за небольшим исключением оказались вне процесса формирования нефте- и газохимических секторов в своем составе. Исключение составляет компания “СИБУР Холдинг”, являющаяся газоперерабатывающей и нефтехимической компанией с уникальной бизнес-моделью, ориентированной на интегрированную работу двух основных сегментов – топливно-сырьевого и нефтехимического. ПАО “Газпром” и ПАО “НК “Роснефть” также имеющие существенные сырьевые, финансовые ресурсы и опыт в реализации подобного рода проектов, в отличие от западных majors, не скрывают своей низкой заинтересованности в развитии нефтегазохимических производств в своем составе.

Между инвестированием проектов по добыче сырья и его переработке, с одной стороны, и проектов по производству продуктов нефтегазохимической промышленности – с другой, они, как правило, делают выбор в пользу профильных направлений деятельности. Однако курс на импортозамещение, диверсификацию экономики и расширение выпуска продукции высоких переделов, принятый российским правительством, вынуждает компании следовать общей “моде”. Но проекты по модернизации действующих и строительству новых нефтегазохимических мощностей все-таки получают низкий приоритет в инвестиционных портфелях российских нефтегазовых флагманов и зачастую откладываются на поздний срок.

Мировая нефтегазохимическая промышленность относится к числу наиболее капиталоемких отраслей, ей также свойственен высокий уровень рисков. Организация такого производства, его развитие и сохранение в периоды неустойчивой конъюнктуры требуют привлечения значительных средств, в том числе и заемных. Если за рубежом нельзя представить развитие промышленности без активного кредитования, то российские компании полагаются на собственные силы, но в силу их ограниченности строительство и реконструкция мощностей затягивается, эффективность проектов снижается.

Нефтегазохимическая промышленность целого ряда стран является привлекательной для инвесторов. К российской нефтегазохимической отрасли российские и иностранные инвесторы сегодня интереса не испытывают.

Так, если в 2005 г. среди секторов российской промышленности лидировали обрабатывающие производства, занимая большую долю в валовом объеме инвестиций во всю экономику (14 %), то начиная с 2010 г. инвестиции в добычу полезных ископаемых стали превышать инвестиции в обрабатывающие производства и к 2014 г. достигли 2,1 трлн. руб. (для сравнения, в обрабатывающую промышленность – 1,9 трлн. руб.) [3]. В 2014 г. инвестиции в нефтегазохимическую отрасль России по сравнению с 2013 годом увеличились на 14 % до 140 млрд. руб., но для полноценного развития нефтегазохимической

промышленности страны этого недостаточно [3]. Так, по данным Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, потребность в финансировании нефтегазохимической промышленности в 2014 г. составила 16626,9 млн. руб. [6].

Для того чтобы решить давние проблемы нефтегазохимической отрасли РФ (высокая степень износа основных фондов и ограниченный доступ к технологиям и, как следствие, высокая себестоимость товаров; дефицит базовых мощностей; снижение инвестиционной активности; недостаточное развитие инфраструктуры; инертность государства и компаний в реализации проектов в нефтегазохимической промышленности), целесообразно использовать совпадение национальных интересов с интересами КНР.

КНР обладает значительными финансовыми и технологическими возможностями, необходимыми для модернизации российского ТЭКа и желает получить экономически доступное сырье для сохранения конкурентоспособности собственной отрасли.

Анонсируемое в прессе объединение активов РФ и КНР в ДВФО на территориях опережающего социально-экономического развития (ТОР) для создания систем переработки на нашей территории, в частности, в приграничных областях, вело бы к повышению добавленной стоимости российского сырья, укрепляло бы инновационную составляющую в отрасли, способствовало повышению стабильности на континенте и развитию стратегического партнерства между странами в других областях. Совместная работа могла бы стать дополнительным стимулом для развития территорий Дальнего Востока.

“Поворот” на Восток будет способствовать укреплению позиций России с точки зрения потенциального экспорта энергетических носителей и выхода на новые рынки продукции высоких переделов, встраиванию в новые технологические цепочки. Ведь в странах Европейского Союза России встроиться в такие цепочки практически нигде не удалось. Рынок развивался медленно, был занят, перенасыщен.

Совместная работа РФ и КНР принесет значительный экономический эффект и станет дополнительным стимулом для развития регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Однако КНР – очень сложный партнер. В Таблице 1 представлены ключевые риски, реализация которых, на наш взгляд, возможна в случае сотрудничества стран.

Таблица 1.

Риски создания и развития нефтегазохимических производств в РФ с участием КНР

№	Риск	Степень влияния на достижение результатов	Вероятность реализации
1	Несоответствие масштабов российской и китайской экономик, влекущее за собой риск недобросовестного поведения партнеров (например, проблема “вымогательства”)	Высокая	Высокая
2	Срыв сроков модернизации или строительства произв. мощностей	Высокая	Высокая
3	Незаконная трудовая миграция работников КНР	Низкая	Средняя
4	Монополизация КНР внешнеэкономических связей ДФО	Средняя	Высокая

5	Техногенные катастрофы (“экспорт” экологических проблем из КНР в РФ)	Низкая	Высокая
---	--	--------	---------

Основной площадкой, на которой осуществляется взаимодействие РФ и КНР, является Дальневосточный нефтегазохимический кластер. Его основой должна стать “Восточная нефтехимическая компания” – совместный проект компаний ПАО “НК “Роснефть”” и China National Chemical Corporation. Наиболее существенными рисками, связанными с его реализацией, мы считаем:

- Неопределенность, связанную с обеспечением проекта сырьем;
- Ограниченный доступ к мировым финансовым ресурсам (между тем потребности в инвестициях АО “Восточной Нефтехимической Компании”, представленные в имеющихся документах, по своим размахам беспрецедентны не только для нефтехимии, но и для нефтепереработки);
- Нежелание зарубежных лицензиаров передавать новейшие технологии;
- Экспортную ориентацию комплекса и необходимость конкурировать за рынок сбыта с сильными игроками, такими как КНР, Япония, Южная Корея, Индия.

Помимо того, на наш взгляд, China National Chemical Corporation не заинтересована в создании конкурента для собственной продукции. Но заинтересована в снижении издержек, сокращении объемов необходимых инвестиций, а также в переносе примитивных и “грязных” производств со своей территории на территории РФ в рамках борьбы с загрязнением окружающей среды.

Речь, идет о роли России на мировой арене. Сориентируется ли она на мощнейшую экономику мира, которой сейчас является Китай и станет его “сырьевым придатком” или же станет использовать контакты, с другими странами АТР, такими, как, Япония и Индия, на долю которой к 2030 г. придется 10% мирового спроса на продукцию нефтегазохимической отрасли [5].

Помимо географической диверсификации экспорта, РФ не стоит недооценивать роль внутренней торговли и внутренних инвестиций в развитии нефтегазохимической отрасли страны. На наш взгляд, основными направлениями реализации долгосрочных стратегий развития нефтегазохимической промышленности РФ все-таки следует считать ориентацию на внутренний рынок, и принятие мер, стимулирующих рост внутреннего спроса.

Российский рынок не насыщен (потребление продукции нефтегазохимической промышленности на душу населения в стране в несколько раз ниже, чем в странах-лидерах нефтегазохимической промышленности (в пять раз ниже, чем в США или ФРГ, и в три раза ниже, чем в Японии), но имеет значительный потенциал. Причем в двух аспектах – как импортозамещение, так и замещение традиционных материалов. Темпы роста внутреннего потребления значительно вырастут за счет расширения применения продуктов нефтегазохимической промышленности и увеличения их потребления на душу населения в ЖКХ, дорожном и жилищном строительстве. Обновление системы стратегических документов в химической промышленности и смежных отраслях будут способствовать росту потребления.

Сырьевая база России достаточна для масштабного развития нефтегазохимической промышленности в долгосрочной перспективе.

Возможность реализации этого потенциала лежит в плоскости создания соответствующих стимулов для действующих и новых игроков отрасли.

По нашему мнению, фактором, стимулирующим активность российских инвесторов, становится внесение изменений в систему налогообложения: дифференциация объемов фискальных изъятий в зависимости от видов и классов выпускаемых продуктов позволит

сделать затраты на модернизацию отечественной нефтегазохимической промышленности экономически оправданными.

Думаем, целесообразно также изменить тарифы ОАО “Российские железные дороги” таким образом, чтобы перевозка сырья становилась дороже, а продуктов нефтегазохимической промышленности – дешевле (это важно, учитывая ориентированный на экспорт характер будущих проектов).

При реализации последовательной и сбалансированной политики Российская Федерация может вернуться если не в первую тройку, то в первую десятку стран с наиболее развитой нефтегазохимической промышленностью.

Список использованных источников:

1. The European Chemical Industry Facts & Figures 2016.// [Электронный ресурс]. - <http://fr.zone-secure.net/13451/186036/#page=4>
2. Бюллетень “Рынок слияний и поглощений” за 2015 год.// [Электронный ресурс]. - <http://www.akm.ru/rus/ma/bull/>
3. Бюллетень социально-экономического кризиса в России за 2015 г.// [Электронный ресурс]. - <http://ac.gov.ru/files/publication/a/6394.pdf>
4. Официальная статистика Федеральной службы государственной статистики РФ.// [Электронный ресурс]. - http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/
5. Официальный сайт Компании Roland Berger Strategy Consultants.// [Электронный ресурс]. - <https://www.rolandberger.com/>
6. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. // [Электронный ресурс]. - <http://minenergo.gov.ru/node/4910>
7. Официальный сайт Организации Объединенных Наций. // [Электронный ресурс]. - <http://www.un.org/ru/sections/issues-depth/population/index.html>

Китайские национальные нефтегазовые компании за рубежом

Введение

За последние годы Китай достиг экстраординарных результатов благодаря рыночным реформам и политике открытости. Уже в 2014 году КНР стал первый в мире крупнейшей экономической по размеру ВВП. Стремительный экономический рост привёл к росту потребления энергоресурсов. Китай уже становится самым большим импортером нефти в мире.

Китайские национальные нефтегазовые компании становятся активно больше и больше. Они являются основным инвестором в международных нефтегазовых проектах, расширяя свой бизнес на мировом рынке. Международные китайские нефтяные инвестиции были относительно диверсифицированными, при этом доминировали инвестиции в страны СНГ, в Северную и Южную Америку; и в Африку, Ближний Восток и АТР.

Китайские национальные нефтегазовые компании играют очень важную роль в топливно-энергетическом балансе КНР. Среди китайских национальных нефтегазовых компаниях, основные ННК – это CNPC, Sinopec и CNOOC. В этой статье рассмотрены особенности деятельности трех основных и крупнейших национальных компаний Китая - CNPC, Sinopec и CNOOC.

«Три барреля нефти»

Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация (CNPС) – одна из ведущих международных интегрированных энергетических компаний в мире. CNPC контролирует upstream и downstream, импорт и экспорт, строительство и управление трубопроводами, маркетинг и сбыт. В 1993 году она выступила на международный рынок. С того времени были подписаны многочисленные контракты с партнерами из разных стран. За рубежом проекты CNPC основанно расположены в центральной Азии-России, Южной Америке, Ближнем Востоке и АТР.

Sinopec - нефтяная и химическая корпорация, вторая по объёмам добычи нефти после Petrochina, на 100% принадлежащая государству. Sinopec является крупнейшим переработчиком нефти и производителем нефтепродуктов, она занимает третье место в мире по производственным мощностям. Нефтеперерабатывающие заводы Sinopec расположены в регионах с наиболее активной и развитой экономикой в Китае.

China National Offshore Oil Corporation (CNOOC Group) является третьей по величине национальной нефтяной компании в Китае. Деятельность CNOOC сосредоточена на поисках, разведке и разработке месторождений нефти и природного газа на шельфе Китая. CNOOC является первой компанией, которая занялась сжиженным природным газом в Китае.

Деятельности ННК за рубежом

В 2013 году китайское государство предлагало стратегию «один пояс один путь». С поддержкой государства в периоде октября 2013 года по июне 2016 года китайские нефтегазовые компания участвовали в более 40 крупнейших энергетических проектов.

В конце 2015-ого года в голове CNPC, Sinopec и CNOOC, китайские нефтегазовые компания уже обладали более 200 нефтегазовых проектов в мире. В 2015 году нефтегазовой объём производства преимуществ китайских нефтегазовых корпораций за рубежом достиг 150 миллионов тон.

Источник: авторам составило по данным нефтегазового института CNPC

Основные районы проектов ННК

Через развитие лет 20 китайские нефтегазовые компания уже сформировали нефтегазовые сотрудничества в 5 районов, как в Африке (в основном в Судане и Анголе), Северной и Южной Америке (в основном в Бразилии и Венесуэле), Центральной Азии (в основном в Казахстан и Россию), Ближнего Востока и в Азиатско-Тихоокеанском районе.

Особенности распределение ресурсов нефти и газа в 5 сотрудничестве районе

- ◆ В центральной Азии: доля нефти и газа находится в балансе, нефть – 62.7%, газ – 37.3%
- ◆ В Ближнем Востоке: разработки крупных месторождения занимает основное место. Доля нефти – 96.2%.
- ◆ В Африке разработка традиционных нефтегазовых ресурсов находится в главном. Разработка в земле – 56%, в море – 44%.
- ◆ В Американском континенте количество проектов в месторождениях нетрадиционных ресурсов нефти и газа большое и развивается быстро. Проекты нетрадиционных ресурсов – 13.7%.
- ◆ В АТР разведка и разработка газа находятся в основном. Газ - 89.4%.
- ◆

Мотивации для инвестирования за рубежом

В анализе стратегий ННК можно идентифицировать два аспекта мотивации для инвестирования за рубежом.

С точки политики есть два причины.

- 1) Надежность поставок нефти и газа и увеличение объём запасов и добычи в мире
- 2) Обеспечение безопасности поставок энергии и достижение диверсификации запасов и добычи углеводородов.

С точки управления и развития компаний есть три причины.

- 1) Развитие и формирование «международная нефтегазовая компания»
- 2) Развитие интегрированной цепочки поставок
- 3) Освоения передовыми технологическими навыками и профессионализмами и

опытами управления.

4)

Основные стратегии экспансии

- 1) Диверсификация источников поставок энергоресурсов и выгодное использование новых возможностей бизнеса
- 2) Поиски «целевых» активов для достижения эффекта синергии с существующими активами
- 3) Партнерство с другими ННК и ММНК, установление взаимоотношений и диверсификация риска
- 4) Использование сделок типа «рынок в Китае обмен на ресурсы в принимающей стране»
- 5) Использование финансовой поддержки национального правительства

Основные выводы

1. Обеспечение спроса на нефть и газ и энергетической безопасности страны в целом является важным фактором расширения деятельности китайских национальных нефтегазовых компаний за рубежом
2. Китайские ННК в основном в Северной и Южной Америке (в основном в Бразилии и Венесуэле), Африке (в основном в Судане и Анголе), Центральной Азии (в основном в Казахстан и Россию), Ближнем Востоке и в Азиатско-Тихоокеанском районе по разным условиям районов составили свои проекты.

Литература

1. Бай Цзя. Политика экспансии китайских нефтегазовых корпораций на международных рынках углеводородного сырья. Москва, 2012.
2. Сунь Лиго, Сунь Юйпин. Анализ инвестиционных рисков и расширения деятельности проектов за рубежом. Китай, 2017.
3. Цокиев Султан Русланович. Стратегии взаимодействия нефтегазовых компаний Китая и России на Африканском континенте. Москва, 2016.
4. Жан Вэй. Эволюция и особенности поглощения китайских нефтегазовых компаний за рубежом. Газета Sinopress, 2014.03.
5. Чэнь Хао. стратегия инвестиции китайских компаний в мире. 2015.07.

Энергетическое сотрудничество стран ЕАЭС и Китая в рамках инициативы Экономического пояса Шелкового пути

В 2013 году председатель КНР Си Цзиньпин во время выступления в Казахстане объявил о своей внешнеэкономической инициативе Экономического пояса Шелкового пути (ЭПШП). Среди целей Пекина при реализации этой концепции – повысить связность между рынками Азии и Европы и диверсифицировать свои поставки энергоносителей. Сухопутный ЭПШП был позднее дополнен идеей Морского Шелкового пути 21 века, который в основном ориентируется на сотрудничество со странами АСЕАН. Эти две концепции были объединены в масштабную инициативу «Одного пояса – одного пути».

При разворачивании сухопутного «пояса» целый ряд стран, в т.ч. и государства ЕАЭС приобретают особое значение для китайской экономики, поскольку именно через эти страны товары из КНР смогут в кратчайшие сроки попасть на европейский рынок.

Инфраструктурные проекты китайских инвесторов, формирующие т.н. «коридоры» ЭПШП, на данный момент критически важны для развития экономики Китая. Именно внутренние процессы в КНР создали потребность в масштабной внешнеэкономической экспансии китайского капитала.

Китайские компании за годы «инфраструктурного бума» внутри страны приобрели огромный опыт в строительстве автомобильных трасс, железных дорог, логистических терминалов и проч. Несмотря на то, что «инфраструктурный бум» пошел на спад, в 2015 году правительство выделило 447,6 млрд. юаней на развитие инфраструктуры внутри КНР. Пекин, экспортируя свой опыт строительства крупной транспортной, энергетической и логистической инфраструктуры, надеется укрепить свой престиж в евразийском регионе.

Если восточные провинции Китая в каком-то смысле перенасыщены инфраструктурой, то Синьцзян-Уйгурский автономный район, который является «окном» КНР в Центральную Азию, значительно отстает в плане развитости транспортной сети и логистической системы. Проекты ЭПШП в области инфраструктуры являются попыткой центра укрепить связи с отдаленным, отсталым регионом.

Спад масштабов инфраструктурного строительства внутри Китая вызвали значительный кризис перепроизводства (overcapacity) внутри страны [3]. Особенно характерно эта ситуация прослеживается в секторах производства стали, цемента, химикатов и проч. Закрытие недозагруженных заводов приводит к росту социальной напряженности внутри страны. В результате, китайские власти стремятся вкладывать избыточные производственные мощности в зарубежные проекты.

Для КНР этот процесс выгоден с еще одной точки зрения: заводы по производству цемента и стали являются наиболее вредными для окружающей среды. Решение экологической проблемы стоит в современном Китае достаточно остро, поэтому «экспорт» подобных производств за рубеж также является способом улучшить состояние окружающей среды в крупных городах КНР [4].

Инициатива «Один пояс – один путь» является ответом на целый набор внутренних проблем в Китае, однако основное назначение сухопутной составляющей – Экономического пояса Шелкового пути, – сократить сроки грузовых перевозок китайских товаров в Европу. Товарооборот между Китаем и странами ЕС составляет 1 млрд. евро в день, основной массив грузов отправляется по морю [5]. Морские перевозки китайских товаров в среднем занимают 45-50 дней, когда сухопутный транзит будет длиться 10-15 дней. Сухопутные перевозки при этом гораздо дороже контейнерной транспортировки по морю и могут быть рентабельны только в случае дорогостоящих товаров. Кроме того, Пекин заинтересован в развитии сухопутного транзита в т.ч. из-за нестабильности в Южно-Китайском море, которое

находится на пути следования грузовых кораблей. Единственной артерией в Индийский океан является Малаккский пролив, что увеличивает риски морских перевозок. Инициатива Морского пояса Шелкового пути 21 века также может создать альтернативы традиционному каналу перевозок по воде через развитие Северного морского пути.

Наполнение инициативы Экономического пояса Шелкового пути

Китай серьезно стремится закрепить свой статус глобального инвестора, увеличивая объемы вкладываемых за рубеж средств: в 2015 году страна вышла на второе место в мире по объему ПИИ, которые составили в 145,6 млрд. долл. Из них 12,6% (около 14,8 млрд. долл.) пришлось на страны, на территории которых реализуются проекты “Одного пояса – одного пути” [6]. Для поддержки своей основной инициативы последних лет Пекин занялся созданием двух больших «кошельков»: Фонда Шелкового пути с уставным капиталом 40 млрд. долл. и Азиатского банка инфраструктурных инвестиций с капиталом 100 млрд. долл. Большие госкорпорации Китая тоже активно инвестируют в профильные проекты, реализуя стратегию “выхода во вне” (走出去), которую анонсировали еще предшественники Си Цзиньпина на посту лидера Китая. В итоге, за 2015 год китайские компании подписали со странами Шелкового пути 3987 контрактов на сумму 92,64.

Рисунок 1. ПИИ Китая (млрд. долл.) в мире

Источник: Составлено автором на основе данных Таможенной службы КНР, Министерства финансов КНР

На данный момент китайские инвесторы обладают достаточно большим опытом и богатыми резервами для инвестирования. При этом они все больше осторожничают и руководствуются чисто предпринимательской логикой в принятии инвестиционных решений. В прошлом китайские компании заходили в «трудные» проекты в Африке и Венесуэле, формируя статус Китая как могущественного игрока на мировом инвестиционном рынке. Однако уже сейчас они начинают ощущать первые потери в виде невозвратных долгов и некупаемости.

Заявив о своих намерениях и возможностях активно инвестировать в инфраструктуру иностранных государств, Пекин теперь ждет от своих партнеров конкретных предложений. Основной стимул инвесторов из КНР – конкретные бизнес-показатели и эффективность. Для привлечения китайских партнеров необходимо показывать реальные выгоды от проектов.

Сопряжение ЕАЭС и Экономического пояса Шелкового пути

Одновременно с Экономическим поясом Шелкового пути в Центральной Азии развивается также и Евразийский экономический союз (ЕАЭС), который объединяет Россию, Кыргызстан, Казахстан, Белоруссию и Армению. Проект ЕАЭС несет интеграционный характер и подразумевает создание межгосударственного пространства свободной торговли с единым рынком труда, капитала и товаров. Одновременное существование ЭПШП и ЕАЭС в

Евразии вызывало опасения по поводу возможного конфликта интересов Китая и России в регионе.

Глобальный конфликт интересов ЕАЭС и стратегических целей развертывания ЭПШП, по крайней мере, в ближайшей перспективе не предвидится, что подтверждает готовность РФ как лидера союза сотрудничать с инициативой КНР. Москва поддержала китайскую инициативу не сразу, а подписание соглашения о сопряжении ЕАЭС и ЭПШП произошло только 8 мая 2015 года. Спустя год, в мае 2016 года появились заявления о готовности РФ начать переговоры с Китаем по поводу создания зоны свободной торговли между ЕАЭС и КНР [7].

Основные выгоды ЕАЭС от сотрудничества с ЭПШП – это доступ к китайским инвестициям и доходы от транзита товаров из КНР в Европу. Пекину активное сопряжение с ЕАЭС может упростить задачу перевозки грузов в ЕС за счет использования Таможенного союза: транспортировка товаров через страны ЕАЭС будет сводиться к пересечению только двух таможенных границ.

Тем не менее, на практике существует целый ряд вызовов для сопряжения ЕАЭС и ЭПШП.

1. Организационные проблемы внутри Евразийского экономического союза, которые ослабляют его возможности как экономического игрока.
2. Отсутствие единой переговорной позиции среди стран-участниц ЕАЭС
3. Конкуренция между рынками стран-участниц ЕАЭС и КНР. Открытие внутреннего рынка ЕАЭС может грозить уничтожением местной промышленности и проч.

Транспортное и энергетическое сотрудничество России и Китая

Активизация Пекина на инвестиционном направлении с помощью ЭПШП в 2013 году осуществлялась в условиях введения западных санкций против российских государственных компаний.

Россия является частью наиболее перспективного коридора ЭПШП, который будет выстраиваться из автомобильной магистрали «Западная Европа – Западный Китай», через Казахстан. Общая протяженность трассы составляет более 8000 км, российский участок занимает около 2300 км. Однако если в Казахстане магистраль находится уже на завершающей стадии, то разрозненные участки коридора на российской территории начнут запускать только к 2018 году. Завершение российского участка трассы запланировано только на 2023 год, несмотря на готовность Пекина вложить в проект до 150 млрд. долл. (при оценочной стоимости всего российского участка в 1,2 трлн. долл) [8].

В рамках сопряжения ЕАЭС и Шелкового пути Москва планирует привлечь инвестиции под известный проект ВСМ «Москва – Казань», которым интересовался Китайский банк развития. Эта железнодорожная ветка в перспективе может стать частью большого железнодорожного коридора, который пройдет до Пекина. Стоимость такого мега-проекта, по оценкам РЖД, может составить около 2,8 трлн. руб. Разговоры о привлечении китайских инвестиций под проект ВСМ (общей стоимостью 1 трлн. руб.) идут с 2014 года, однако реальных шагов для участия в проекте китайская сторона пока не сделала [9].

Одним из наиболее громких проектов по сотрудничеству России и Китая в области энергетики стало заключение в 2014 г. соглашения о поставках 38 млрд. куб. м. газа в течение 30 лет по строящемуся газопроводу «Сила Сибири». Однако при более близком рассмотрении контракт объемом в 400 млрд. долл. вызывает много вопросов. В частности, Газпром не стал раскрывать цену на газ для восточного соседа, сославшись на комерческую тайну. При учете отказа Китая финансировать само строительство газопровода, итоговый уровень цены может оказаться нерентабельным для российской стороны [10].

Более успешным с точки зрения привлечения китайских инвесторов выглядит «Ямал СПГ»: 20% акций проекта принадлежит CNPC, еще 9,9% - Фонду Шелкового пути. Кроме того, в 2016 г. проект привлек 12 млрд. долл. кредита от китайских банков развития (общая стоимость проекта оценивается в 27 млрд. долл.). Также Новатэк ведет переговоры о продаже доли акционерного капитала еще одному энергетическому гиганту КНР, компании Sinopec.

Сотрудничество России и Китая в рамках ЭПШП в основном сводится к ряду крупных инфраструктурных проектов с не всегда до конца ясными перспективами. На данный момент, приоритет явно отдается именно энергетическому сотрудничеству, транспортные и логистические проекты пока не реализуются в соответствии со своим потенциалом.

Например, в 2016 году Газпрому удалось привлечь рекордный по объемам кредит от Банка Китая.

Рисунок 2. ПИИ Китая в экономику РФ в 2010-2015 гг. (млн. долл.)

Источник: составлено автором на основе данных Таможенной службы КНР, Министерства финансов КНР, Центрального банка РФ

Казахстан: самый активный партнер Пекина и главный транзитный хаб ЭПШП

Значимость республики для развертывания «пояса» переоценить сложно. Казахстан является «окном» для сухопутного транзита китайских товаров в Европу: через его территорию проходят все потенциальные маршруты ЭПШП. Магистраль «Западная Европа – Западный Китай» на данный момент является наиболее разработанным транспортным коридором, который в будущем свяжет КНР с европейскими рынками. Трасса практически завершена на участках Казахстана и Китая, российский отрезок дороги еще не закончен. Магистраль начинается в порту Ляньюньган на восточном побережье Китая и должна завершиться у границы РФ с Финляндией. С помощью китайских инвесторов финансируется еще целый ряд внутренних магистралей в Казахстане.

Если Ляньюньган запускает ЭПШП с восточного побережья Китая, то «воротами» «пояса» в Центральную Азию является сухой порт Хоргос. Именно он является точкой перевалки контейнеров с китайской железнодорожной колеи на более широкую, которая действует в странах бывшего СССР (разница составляет около 10 см). Пекин планирует создать в этом районе свободную экономическую зону.

Казахстан является для Пекина еще и инструментом создания дополнительных каналов поставок энергоносителей. Доля республики в китайском импорте углеводородов сравнительно невелика, однако наращивание энергетической инфраструктуры на территории Казахстана позволяет КНР диверсифицировать импорт. Развитие сети нефте- и газопроводов Казахстана с китайской помощью идет с 2005 года, когда заработал нефтепровод Казахстан-Китай. Также через территорию Казахстана проходит участок газопровода Туркменистан-

Китай с мощностью до 55 млрд. куб.м. в год. Он является критически важным для КНР, поскольку Туркменистан импортирует около 44% трубопроводного газа, потребляемого в КНР. Кроме того, с 2013 года Казахстан «подключился» к поставкам газа по этому газопроводу, претендуя на объемы в 10-15 млрд. кубометров в год [11].

Что касается нефти, то поставки Казахстана в КНР в 2015 году не превысили 5 млн. тонн (менее 1 % среди общего объема импорта «черного золота»). Тем не менее, КНР довольно активно инвестирует в энергетические проекты республики: сейчас Пекину принадлежит до 25% казахстанской нефтянки. В 2013 г. CNPC совершила удачную покупку 8,33% акций шельфового месторождения Кашаган, которое входит число крупнейших в мире. Первая нефть Кашагана была добыта в последнем квартале 2016 года.

Инвестиционные проекты КНР в Белоруссии, Киргизии и Армении

Из пяти государств ЕАЭС Россия и Казахстан являются наиболее активными получателями китайских инвестиций. Причинами этому служат их географическое положение, а также наличие богатых углеводородных ресурсов, важных для КНР.

Проекты инвестиционного сотрудничества Белоруссии, Киргизии, Армении с Китаем находятся в стадии переговоров. Эти страны никогда не входили в приоритеты внешнеэкономической политики КНР и не располагают обширными природными ресурсами или развитыми конкурентными секторами экономики, которые могут быть интересны Пекину.

Тем не менее, КНР является и для этих государств крупнейшим торговым партнером, активно экспортируя свои товары в эти страны. Однако стоит отметить, что с учреждением ЕАЭС реэкспорт китайских товаров, чем раньше активно занималась Киргизия, стал гораздо более дорогостоящим из-за тарифных ограничений союза.

Заключение

ЕАЭС является классическим примером объединения региональной экономической интеграции. Союз имеет наднациональные органы управления, которые встраиваются в разветвленную систему управления. Китай на данный момент является крупнейшим торговым партнером ЕАЭС, участники союза активно обсуждают перспективу создания зоны свободной торговли с восточным соседом.

Экономический пояс Шелкового пути и Евразийский союз имеют схожую географию распространения. На данный момент ЕАЭС и ЭПШП нацелены на взаимовыгодное сотрудничество, а руководители России и Китая в мае 2015 года подписали соглашение о сопряжении союза и «пояса».

Основные выгоды ЕАЭС от сотрудничества с ЭПШП – это доступ к китайским инвестициям и доходы от транзита товаров из КНР в Европу. Пекину активное сопряжение с ЕАЭС может упростить задачу перевозки грузов в ЕС за счет использования Таможенного союза: транспортировка товаров через страны ЕАЭС будет сводиться к пересечению только двух таможенных границ.

Сотрудничество стран ЕАЭС и китайской инициативы ЭПШП потенциально имеет возможности развиваться по разным направлениям и в первую очередь по «энергетическому треку». Китайские инвесторы заинтересованы в проектах, которые коммерчески выгодны и обоснованы и ждут предложений от партнеров по всему миру.

Тем не менее, при всех, казалось бы радужных перспективах, у ЕАЭС и ЭПШП существует ряд проблем в осуществлении реального сотрудничества. В первую очередь, на развитие практического сотрудничества влияет организационная и институциональная слабость ЕАЭС: страны-участницы расходятся в формулировке целей объединения, существуют тарифные барьеры внутри «общего» рынка, от лица союза соглашение о сопряжении с ЭПШП подписала только Россия, проигнорировав своих партнеров. У стран-

участниц ЕАЭС отсутствует единая переговорная позиция в отношении с Китаем. Пока у членов объединения не получается выработать многостороннюю позицию в отношении диалога с Китаем. В результате, многие государства ЕАЭС развивают отношения с КНР в двустороннем формате, что вредит интересам союза как единого целого.

Список литературы

1. Выступление Председателя КНР Си Цзиньпина в Назарбаев университете (полный текст), [Электронный ресурс]: <http://kz.china-embassy.org/rus/zhgx/t1077192.htm>
2. Перспективы и конкретные шаги по продвижению совместного строительства Экономического пояса Шелкового пути и Морского Шелкового пути 21 века, 2015, Сайт Государственной комиссии по развитию и реформе КНР, [Электронный ресурс]: http://www.ndrc.gov.cn/xwzx/xwfb/201503/t20150328_669089.html
3. Доклад Overcapacity in China: an impediment to the party's reform agenda, The European Union Chamber of Commerce in China, 2016, [Электронный ресурс]: <http://www.europeanchamber.com.cn/en/publications-archive/405/Overcapacity in China An Impediment to the Party s Reform Agenda>
4. Спутниковая карта загрязненности воздуха в Китае, Сайт Earth Observatory, [Электронный ресурс]: <http://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=77495>
5. Сайт Европейской комиссии, [Электронный ресурс]: <http://ec.europa.eu/trade/policy/countries-and-regions/countries/china/>
6. Отчет Министерства коммерции КНР по итогам презентации «Статистического бюллетеня по иностранным инвестициям Китая в 2015 году», Сайт Министерства коммерции КНР, [Электронный ресурс]: <http://www.mofcom.gov.cn/article/tongjiziliao/dgzz/201612/20161202103624.shtml>
7. Аналитические материалы Евразийской экономической комиссии, [Электронный ресурс]: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/analytics/Pages/default.aspx
8. Штанов В., Россия выезжает на «Шелковый путь», Ведомости, 2016, , [Электронный ресурс]: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/12/13/669337-rossiya-viezzhaet>
9. Плетнев С., С восточным акцентом. Китай готов инвестировать в ВСМ Москва – Казань, [Электронный ресурс]: <http://www.gudok.ru/newspaper/?ID=1217875&archive=2014.09.23>
10. П. Третьяков, М. Папченкова, А. Терентьева, «Газпром» не получит аванса по контракту CNPC, «Силу Сибири» построят на заемные деньги, [Электронный ресурс]: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2014/11/10/u-millera-i-sechina-odni-i-te-zhe-dengi>
11. Пан Минли, Главные итоги импорта газа Китаем в 2014 году <http://www.wusuobuneng.com/archives/16453>
12. Сайт Министерства коммерции КНР, [Электронный ресурс]: <http://www.mofcom.gov.cn/>
13. Сайт Таможенной службы КНР, [Электронный ресурс]: <http://www.customs.gov.cn/publish/portal0/>
14. Сайт Центрального Банка РФ, [Электронный ресурс]: <http://www.cbr.ru/>

Раздел II. Сдвиги в структуре энергетических балансов

Бреннер В.В.

Возобновляемые источники энергии в стратегии Германии (на примере ветроэнергетики)

1. Энергетическая стратегия 2050: цели, прогноз, инвестиции.

28 сентября 2010 г. правительством Германии была принята “Энергетическая стратегия 2050”, согласно которой ФРГ стремится увеличить долю возобновляемых источников энергии к 2030 г., до 50%, а к 2050 г. до 60%. Таким образом, поставленные цели свидетельствуют о том, что немецкая политика направлена на принципиальные изменения технологических основ энергопроизводства, и в перспективе все немецкое энергоснабжение будет реализовано исключительно за счет возобновляемых видов энергии.

Германия вложила в развитие возобновляемой энергетики, когда она была дорогой и помогла снизить ее цену. По прогнозам МЭА, затраты на переход на возобновляемую энергию должны были достигнуть потолка в первой половине нынешнего десятилетия. Сейчас очевидно, что пик инвестиций пришелся на 2010г., и в течение следующих нескольких десятилетий их объем будет более чем на треть ниже ежегодно.

Начав инвестировать в возобновляемую энергетику рано, когда пришлось заплатить высокую цену, Германия смогла занять место будущего поставщика технологий, однако на сегодняшний день эта роль твердо закрепилась за Китаем.

Немецкие инвестиции в фотоэлектрическую энергетику, в частности, сделали технологии доступными для всего мира, в том числе, для развивающихся стран. Например, в первом квартале 2015 года Китай установил 5 гигаватт фотоэлектрических мощностей, и также Индия имеет серьезные планы по строительству фотоэлектрических станций.

Существуют причины, по которым возобновляемая энергия пока что остается дорогой в Германии: большая часть ее полной стоимости оплачивается сразу (установленная Законом о возобновляемой энергии). Угольная же и ядерная энергии, напротив, являются статьями бюджета, чья стоимость перекладывается на плечи налогоплательщиков, а так как в Германии существует дефицит бюджета, эти расходы перекладываются на плечи будущих налогоплательщиков с процентами.

Цены на возобновляемую энергию, будут снижаться, в зависимости от технологии. Стоимость фотоэлектричества за период с 2010г. по 2015г. сократилась на 50%, и, как показывает база данных стоимости энергии Департамента энергетики США, прибрежная ветроэнергетика уже приблизительно сравнялась в цене с природным газом, углем и ядерной энергией. Благодаря своему политическому курсу в области энергетики, ФРГ стремится превратить свою страну в одну из самых энергоэффективных и экологических экономик в мире. Вместе с тем необходимо сохранить конкурентоспособность цен на электроэнергию, высокий уровень благосостояния и надежность энергоснабжения. Это ставит перед пятой крупнейшей экономикой мира серьезные задачи.

Согласно планам правительства ФРГ, к 2050 году выбросы парниковых газов в атмосферу должны уменьшиться в Германии на 80%, при этом большую долю электроэнергии планируется получать из ВИЭ.

Для Германии, которая является страной импортером в области энергетики, важно, что возобновляемые виды энергии заметно уменьшают зависимость от импорта и одновременно повышают энергетическую независимость страны. Германия зависит от импорта нефти на 97%, от газа на 83% и угля на 61 %. В настоящий момент, возобновляемые источники энергии снизили расходы на импорт энергии на сумму свыше 500 миллиардов евро.

Новая энергетическая доктрина правительства ФРГ преследует две цели.

Первая - радикально сократить выбросы парниковых газов в атмосферу. К 2050 году, где их объем должен уменьшиться в Германии, по сравнению с 1990 годом, на 80% - главным образом благодаря переориентации народного хозяйства страны на альтернативные источники энергии, и отказ от ископаемых видов топлива.

2016 году государства-члены ЕС списали из эксплуатации 7,5 ГВт мощности угля, 2,3 ГВт мощности природного газа и 2,2 ГВт мазута.

Вторая цель - не допустить запредельного роста цен на энергию

Однако развитие альтернативной энергетики тормозится из-за отсутствия соответствующей инфраструктуры, создание которой предполагает многомиллиардные инвестиции. Поэтому руководству страны, придется еще некоторое время мириться с сосуществованием разных источников энергии.

Часть необходимых на такие инвестиции средств поручено выделить государственному банку KfW, который откроет льготную кредитную линию на сумму в 5 миллиардов евро, на строительство офшорных ветропарков в Северном и Балтийском морях. На протяжении нескольких лет инвесторов избавят от платы за транзит экологически чистой энергии по линиям электропередач.

Большую долю денежных средств на развитие альтернативных источников энергии правительство намерено получить у концернов, эксплуатирующих АЭС. По большому счету атомные электростанции собирались отключить в начале 2030-х годов. Такое решение приняло еще позапрошрое, "красно-зеленое", правительство. Однако, действующий кабинет министров, дал дополнительную отсрочку сроком - от 8 до 14 лет.

Такая отсрочка крайне выгодна энергетическим концернам. Один день работы амортизированной АЭС равнозначен, по оценке экспертов, одному миллиону евро дополнительной прибыли. Однако значительную часть этой прибыли правительство будет изымать, и направлять преимущественно на ускоренное развитие альтернативной энергетики.

Для этого с 2011г. вводится дополнительный налог на топливные стержни для АЭС. А это, по расчетам, 2,3 миллиарда в год для немецкого бюджета. Плюс целевые отчисления в 9 евро с каждого дополнительного Мвт/ч ядерной электроэнергии на возобновляемые источники. Это еще около 16 миллиардов евро до конца 2016 г.

2. Выработка и совокупная мощность электроэнергии по итогам 2016г.

2016г. был неблагоприятным для работы электростанций на основе ВИЭ по климатическим условиям (выработка электроэнергии на основе солнечных панелей).

В связи с этим выработка электричества ветроэнергетикой выросла по сравнению с мартом 2016г. (месяц к месяцу) более чем на 50%.

В марте 2017 г. ветроэнергетика выдала в сеть рекордный объем мощности – 38 гигаватт. Таким образом, был побит прежний рекорд, установленный в феврале текущего года (37,5 ГВт).

Рисунок 1. Выработка электроэнергии по итогам марта 2017г. на территории ФРГ

Напомню, что в соответствии с немецким законом о возобновляемых источниках энергии *(EEG) доля ВИЭ в совокупном потреблении электроэнергии должна достичь 40-45% к 2025 году. Уже сегодня мы можем наблюдать, что данная цель вполне достижима. Несмотря на значительную волатильность выработки электроэнергии возобновляемой энергетикой, энергосистема функционирует стабильно.

Целью EEG является обеспечение выхода возобновляемой энергии на рынок посредством надежной финансовой поддержки, а также гарантированной закупки и подачи электроэнергии в приоритетном порядке.

Вторым важным инструментом поддержки является урегулирование квот на использование «зеленых технологий» в рамках так называемого «Закона о тепле из возобновляемых источников энергии». (EEWG). Этот закон обязывает инвесторов, строящих новые здания, покрывать определённую часть теплоты из возобновляемых источников энергии. К примеру, 15% из солнечной энергии или 50% из твердой биомассы (30% биогаз) или из геотермии. Дополнительно задействуются такие стимулы к инвестированию, как например, поддержка для перехода на отопление из возобновляемых источников энергии.

- Покрывающая издержки плата за произведенный кВт-час электроэнергии по всем возобновляемым источникам энергии на 20 лет (+год ввода в эксплуатацию).
- Ежегодная деградация оплаты на 1-5 %.
- Строгое регулирование доступа к сетям
- Понижение налоговой ставки рассчитано с учетом сложности каждой технологии
- Выравнивание итоговых издержек операторов сетей по всей стране во избежание неравномерной нагрузки на отдельных операторов.

Рисунок 2. *Закон о возобновляемых источниках энергии (EEG)

Между тем, солнечные и ветряные электростанции ФРГ могли бы производить больше электроэнергии, если бы ее инфраструктура была способна принять такой энергетический поток.

Федеральное агентство Германии по управлению электросетями препятствует увеличению мощности ветряных станций на севере страны, по причине того, что электросеть не может справиться с растущей нагрузкой. Ветряные турбины, которые появляются там все чаще, должны, по плану, питать инженерные центры на юге ФРГ. Но не так давно правительство начало платить производителям энергии ветра за то, чтобы их станции работали не на полную мощность. В просочившихся в сеть документах, сказано, что в результате правительство ФРГ сократит производство энергии ветра вполностью.

Похожая ситуация произошла и в Китае. Согласно докладу ВВС, в стране сейчас так много ТЭС, работающих на угле, которые невозможно быстро «включить» и «выключить», что приходится снижать производство энергии ветра примерно на 15%, поскольку электросеть не способна справиться с таким объемом электроэнергии. В Китае подобное происходит уже не в первый раз: когда начался бурный рост солнечных станций, в некоторых провинциях до 50% энергии пропадало впустую.

Рисунок 3. Совокупная мощность энергии в Европейском Союзе в период с 2005-2016 г.

К концу прошлого года количество стран с установленной мощностью более 1000 МВт составляло 29, в том числе 17 в Европе, 5 в Азиатско-Тихоокеанском регионе (Китай, Индия, Япония, Южная Корея и Австралия), 3 в Северной Америке (Канада, Мексика, США), 3 в Латинской Америке (Бразилия, Чили, Уругвай) и 1 в Африке (Южная Африка).

К концу прошлого года в девяти странах было установлено более 10 000 МВт установленной мощности, включая Китай (168 732 МВт), США (82 184 МВт), Германию (50 018 МВт), Индию (28 700 МВт), Испанию (23 074 МВт), Францию (14 543 МВт), Канаду (11 900 МВт) и Бразилию (10 740 МВт). По прогнозам аналитиков Китай должен пересечь отметку 200 000 МВт в 2018 году, добавив еще один этап своей и без того

исключительной истории развития возобновляемой энергетики с 2005 года. В этом году он укрепил свои позиции в рейтинге лидеров.

10923 МВт мощности было установлено на материке, в то время как 1567 МВт было установлено в оффшоре, на протяжении 2016г. Ветроэнергетики было установлено больше, чем любой другой формы производства электроэнергии в Европе в 2016г., и по итогам составила 51% от общего объема мощностей. В 2016г., на возобновляемые источники энергии приходилось 86% всех новых энергетических установок. При мощности почти 300 ТВт/ч, сгенерированной в 2016г., энергия ветра покрывает 10,4% спроса на электроэнергию в ЕС.

Германия остается крупнейшим рынком в новых ветроэнергетических установках, с долей в 44% всех установок, а также остается страной членом ЕС с наибольшей установленной ветровой мощностью. За ней следуют Испания, Великобритания и Франция. В 16 государствах-членах ЕС было также сгенерировано более 1 ГВт энергии ветра, в девяти из них установлено более 5 ГВт.

Пять государств ЕС достигли рекорда в создании новых ветроэнергетических установок в 2016г.: Франция с показателем - 1,6 ГВт, Нидерланды - 887 МВт, Финляндия - 570 МВт, Ирландия - 384 МВт и Литва - 178 МВт.

Турция - (1,4 ГВт) также побила рекорд по ежегодному приросту мощности.

3. Изменение размера и мощности ветряных турбин в период с 1980-2015г.

Современная ветроэнергетика – это энергетика больших мощностей и гигантских конструкций.

В 80-х гг. прошлого века средняя ветряная турбина имела ротор диаметром 17 м., и выдавала порядка 75 КВт мощности. Современная ветряная турбина — существенно более крупный генерирующий объект. По данным Европейской ассоциации ветроэнергетики средняя мощность современной материковой ветроэнергетической установки в Европе сегодня – 2,2 МВт.

Она позволяет производить в среднем за год 4702 МВт/ч электроэнергии, с коэффициентом использования установленной мощности – 24%.

Увеличение эффективности ветровой турбины обычно подразумевает сокращение затрат на производство, эксплуатацию, доставку и установку либо всей турбины, либо её составных частей за счёт применения новых технологий, оборудования или оптимизации организационных мероприятий. Кроме того, на эффективность влияет срок службы турбины, количество заказов на изготовление и размещение турбин (при массовом поточном производстве и доставке стоимость каждой снижается).

Рис.4 Прогноз: изменение размера и мощности ветрогенераторов в будущем

Рис.5 Габариты ветряной турбины Siemens SWT-6.0-154, в сравнении с авиалайнером Airbus A-380

Средняя морская турбина обладает мощностью 3,6 МВт и вырабатывает 12961 МВт/ч/год. КИУМ здесь сопоставим с традиционной энергетикой– 41% (использование мощности в сегодняшних энергосистемах, как правило, не превышает 50%).

Увеличиваются как башни, которые у крупнейших машин сегодня достигают 140 метров, так и лопасти, достигающие в длину почти 90 м, и диаметры ротора, доходящие до почти 190 м. В офшорной ветроэнергетике намечаемые изменения куда существенней. Средняя мощность ветрогенераторов на европейском рынке по прогнозам технических специалистов достигнет 11 МВт, при высоте башни более 220 метров. Распространение также получают плавающие ветроэлектростанции. Некоторые эксперты прогнозируют, что к 2030г. максимальная мощность морских ветряных установок на фиксированном фундаменте может достичь 18 МВт, то есть более чем в два раза превысить сегодняшние рекордные показатели.

Впервые в этом году были установлены турбины мощностью 8 МВт, которые практически были сразу отправлены в море в связи с быстрыми темпами технологического развития.

На нынешний день крупнейшими серийными ветряками являются 8-мегаваттные ветроустановки от Vestas (MHI Vestas V164), Adwen (AD-180) и Siemens (SWT-8.0-154 8MW), используемые в морской (офшорной) ветроэнергетике, а также 7,5 МВт модель Enercon E-126 – крупнейший материковый ветрогенератор.

Это серийные модели, находящиеся в эксплуатации. В виде прототипов существуют еще более крупные агрегаты.

В то же время очевидно, что ветроустановки не будут расти бесконечно. Вероятно, в скором времени будет достигнут оптимум, превышение которого будет затруднено с логистической, в первую очередь, точки зрения, и не будет оправдываться экономически.

Рисунок 6. Показатели мощности на одну турбину в материковой ветроэнергетике Германии. Технические характеристики ветрогенераторов к 2030 г.

Размеры ветроустановок увеличивают исходя из экономических соображений – в попытке снизить стоимость электроэнергии. Высокие башни обеспечивают доступ к ветровым ресурсам более высокого качества (как говорят специалисты: «на высоте 100 метров всегда есть коммерческий ветер»). Увеличение диаметра ротора позволяет «захватить» этих ресурсов гораздо больше, а также задействовать менее качественный ветровой потенциал.

Увеличение размеров может приводить к снижению удельных (на единицу мощности) капитальных и операционных затрат, что прямо отражается на стоимости электроэнергии.

Морские ветряные электростанции существенно дороже береговых по капитальным затратам на единицу мощности, однако они способны вырабатывать больше энергии.

На сегодняшний день оффшорная ветроэнергетика превращается в крупнейшую отрасль промышленности, в которую инвестируют не только энергетики, но и представители нефтегазового сектора. По итогам 2016г. установленная мощность морских ветряных электростанций в ЕС превысила 12,5 ГВт, а к 2020г. она должна удвоиться. В случае реализации проекта North Sea Wind Power Hub оффшорная ветроэнергетика получит новый стимул и импульс для развития.

В то время как в оффшорной промышленности ожидалось постепенное снижение цен до целевого значения 100 евро МВт/ч к 2020 году, которое оно установило, многие эксперты были удивлены тем, как быстро это произошло на самом деле.

Начиная с июля 2016г., в Голландии был разыгран тендер на строительство проекта Borssele 1 (2 700 МВт) по цене EUR 72,7 МВт/ч (78,5 долл. США), затем от Дании была подана заявка на участие в тендере, по строительству материкового проекта, которая поступила в сентябре по цене 64 евро МВт/ч (69,1 долл. США). Затем в ноябре был одобрен проект Kriegers Flak по цене 49,9 евро МВт/ч (53,9 долл. США). И наконец, цепочка

завершилась там же, в Нидерландах, в декабре 2016г., проектом Borssele 3 и 4 еще на 700 МВт при цене 54,5 евро МВт/ч (58,9 долл. США).

Наглядное снижение цен, в какой-либо мере, которое, безусловно, определило диапазон для «нормального» в северных европейских оффшорных ветровых рынках уровня ниже 100 евро МВт/ч.

Следует отметить, что эти проекты не включают расходы на передачу электроэнергии, что добавит еще 6-12 евро МВт/ч., и что они не находятся на очень «глубокой воде», и ни на очень большом расстоянии от берега. Несмотря на это, кажется, что отрасль превысила свои цели до 2020 года с существенной разницей и на четыре года раньше планируемого времени. Выстроилась позитивная динамика, когда внезапно оффшорная энергетика становится конкурентоспособной с береговыми ветрами, и последствия этого ощущаются во всем мире, создавая условия для раунда крупных инвестиций в оффшорные зоны не только в Европе, но также в Азии и Северной Америке.

4. Результаты экспертного исследования: снижение капитальных и операционных затрат по видам ветроэнергетики

Проведенное в 2016г. в США исследование, включающее в себя опрос 163-х ведущих отраслевых экспертов показало, что потенциал роста у оффшорных ветрогенераторов существенно превышает потенциал наземной ветроэнергетики. В данном исследовании суммируются ожидаемые сокращения затрат энергии ветра *(LCOE) для среднего сценария. Ожидается, что во всех трех ветровых направлениях (материковые ветрогенераторы, оффшорные ветрогенераторы, плавающие ветрогенераторы) LCOE уменьшится на 20-30% (24-30% к 2030г.), а в 2050 году на 35% - на 41% относительно базовых значений 2014 года. В связи с этим ожидается, что материковые ветроустановки останутся менее дорогостоящими, чем оффшорные и морские конструкции с фиксированным фундаментом, а также менее дорогими, чем плавающие. Однако снижение уровня затрат в секторе оффшорных ветроустановок по сравнению с материковыми наблюдаются больше, также уменьшается разрыв между конструкциями с неподвижным дном и плавающими ветроустановками. Ожидаемое сокращение LCOE в секторе плавающего морского ветрогенераторов ожидается в период с 2020 г. до 2030 г.

LCOE – это цена электроэнергии, отпускаемой непосредственно с электростанции. Согласно методологии оценки LCOE, для расчета стоимости электроэнергии в центах на киловатт/час (или долларах на МВт/ч) складываются амортизированные капитальные затраты и текущие эксплуатационные расходы.

Рисунок 7. Снижение капитальных и операционных затрат по видам ветроэнергетики

Корпорация Siemens, активно вовлеченная в энергетическое машиностроение и являющаяся крупным производителем ветроэнергетических установок, разработала «всеохватывающий» интегральный экономический индикатор, учитывающий наряду с LCOE внешние эффекты, субсидии, занятость и еще ряд факторов, связанных с процессом производства электроэнергии. Данный показатель был назван «Общественная стоимость производства электричества» (Society's cost of electricity – SCOE).

По расчетам Siemens, проведенным для рынка Великобритании, в 2025 г. самым низким SCOE будут обладать обе «ветви» ветроэнергетики, и даже фотоэлектрика в условиях Туманного Альбиона оказывается дешевле атомной, угольной и газовой генерации.

5. Ежегодный прирост мощностей ветроэнергетических установок на море. Инвестиции в отрасль оффшорных ветровых электростанций

Ветроустановки в Северном море составляют порядка 78% от всех ветровых мощностей в Европе, что несколько больше по сравнению с предыдущим годом.

Северное море останется основным регионом для развертывания на море, за которым следует Балтийское море (14,1%).

Ожидается увеличение 3-х ГВт на долю согласованных проектов в Атлантике, после того, как французские проекты получают полное согласие.

Рисунок 8. Доля установленной мощности по морскому бассейну (МВт) 2016 г.

Рисунок 9. Доля морских ветровых мощностей по морскому бассейну 2016 г. (МВт)

Нарождающийся сектор ветроэнергетики морского базирования значительно отличается от традиционной береговой. Последняя состоит из ветростанций среднего размера, принадлежащих местным сообществам и малым инвесторам, в то время как оффшорная ветроэнергетика почти полностью находится в руках крупных корпораций и коммунальных предприятий, многие из которых до настоящего момента сопротивлялись переходу к возобновляемой энергетике. Традиционный наземный сектор хочет модернизации старых ветростанций, т.к. технологии ветровых турбин с 1990-х годов были значительно усовершенствованы: теперь при помощи гораздо меньшего количества турбин можно произвести гораздо большее количество энергии. Кроме того, береговая ветровая энергия значительно дешевле оффшорной.

В первом квартале 2017г., было объявлено о сенсационно низкой цене за электроэнергию (кВт/ч). В результате реализации проекта Kriegers Flak (объект был одобрен в ноябре 2016г по цене 49,9 евро МВт/ч (53,9 долл. США) — крупнейшая оффшорная ферма у берегов Дании (600 МВт) — её разработчик/владелец, Vattenfall будет продавать киловатт-час по 4,99 евроцентов (3,5 рубля). Предложение шведского энергетического гиганта оказалось на 58% ниже (!) начальной цены в 12 евроцентов. Таким образом, получается, что нынешняя рыночная цена в морской ветроэнергетике в два раза ниже прогноза IRENA на

2025 г, и находится на весьма конкурентном, в сравнении с другими способами генерации, уровне.

Ветропарк займет 132 квадратных километра в акватории Балтийского моря, объем инвестиций: 1,1 – 1,3 миллиарда евро.

Название ветроэлектростанции	Страна	Статус
Gode Wind I	Germany	Полностью подключен к сети
Gode Wind II	Germany	Полностью подключен к сети
Gemini	Netherlands	Полностью подключен к сети
Westermeerwind	Netherlands	Полностью подключен к сети
Sandbank	Germany	Частично подключено к сети
Burbo Bank Extension	United Kingdom	Частично подключено к сети
Nobelwind	Belgium	Установленные турбины
Nordergründe	Germany	Установленные турбины
Nordsee One	Germany	Ведутся работы
Veja Mate	Germany	Ведутся работы
Wikinger	Germany	Ведутся работы
Dudgeon East	United Kingdom	Ведутся работы
Gallopier	United Kingdom	Ведутся работы
Race Bank	United Kingdom	Ведутся работы
Rampion	United Kingdom	Ведутся работы
Hooksiel	Germany	Выведено из эксплуатации
Lely	Netherlands	Выведено из эксплуатации
WindFloat phase 1	Portugal	Выведено из эксплуатации

В течение 2016 года работа велась на 18 оффшорных ветровых электростанциях в Европе:

- Завершено строительство четырех ветровых электростанций общего назначения.
- На четырех участках осуществлялся монтаж турбинных установок, а также частичное подключение к сетям.
- Работы начались, но еще не установлены турбины в семи других ветровых электростанциях.
- Три объекта были полностью выведены из эксплуатации

Рис.10 Работы, выполненные на европейских ветровых электростанциях за период 2016г

Однако оффшорная ветровая энергия все еще стоит в два-три раза больше, чем береговая. Кроме того, немецкий рынок ветровой энергии настроен по отношению к оффшорной ветроэнергетике в некоторой степени индифферентно, потому что такие проекты находятся в основном в руках крупных корпораций, в то время как береговая ветроэнергетика управляется в основном гражданами. Поддержка, которую правительство Ангелы Меркель оказывает оффшорной ветроэнергетике, иногда интерпретируется как средство поощрения крупных немецких энергетических компаний, чьи ядерные реакторы правительство закрыло. К концу 2015 года оффшорные ветроэнергетические мощности Германии составляли чуть более 3,3 гигаватта.

6. Доля рынка ЕС: новые ветроэнергетические мощности, установленные в течение 2016 г.

За последнее десятилетие номинальная мощность оффшорных ветровых турбин выросла на 62%. Средняя номинальная мощность турбин, установленная в 2016 году, составила 4,8 МВт, что на 15,5% больше, чем в 2015 году.

Мощности в 153,7 ГВ были установлены в Европейском Союзе с ростом 8% в 2016г.

Рисунок 11. Доля установленной мощности по видам энергетики по состоянию на 2016г. Всего: 24 484 МВт

Рисунок 12. Оффшорные и материковые ветроэнергетические установки в ЕС по состоянию на 2016г. Всего: 153,7 ГВт

Германия с долей (50 ГВт) и Испания (23,1 ГВт) имеют наибольшую совокупную установленную мощность ветровой энергии в Европе. Вместе они составляют 48% от общего потенциала ЕС.

7. Рынок производителей ветряных турбин по состоянию на 2016 г.

В 2016 году к сети было подключено 1567 МВт полной мощности. Концерн Siemens Wind Power обеспечил порядка 97% новых мощностей.

344 турбины были подключены к энергосистеме, а 6 турбин были выведены из эксплуатации. Так же концерн Siemens подтвердил свое практически монопольное

положение на рынке Европы. Им было произведено 98% процентов установленных в 2016г. морских ветряных турбин. При этом Siemens выступает не только производителем/поставщиком ветрогенераторов, но и начинает играть роль инвестора в ветроэнергетике. Концерн является ведущим поставщиком ветровых турбин в Европе и имеет 68% от общей установленной мощности.

Крупнейшим же владельцем морских ветровых электростанций в Европе сегодня является датская энергетическая компания DONG Energy.

В 2016 году в оффшорном секторе ветроэнергетики Германии было установлено 156 новых ветровых турбин с общей мощностью 818 МВт. В целом, 947 морских ветровых турбин - это сеть, общая мощность которой составляет 4 108 МВт, что достаточно для производства 13 ТВт/ч электроэнергии для питания 3 млн. домов в Германии. Это представляет собой увеличение почти на 57% по сравнению с 8,3 ТВт/ч в 2015 году, что позволило укрепить позиции ветроэлектростанций в немецком энергетическом балансе.

В 2016 году к сети подключено 1567 МВт полной мощности. Siemens Wind Power обеспечила 96,4% новых мощностей, а MHI Vestas Offshore Wind - 3,6%. Турбины мощностью от 3 до 8 МВт были подключены к сети. В общей сложности 9 МВт было выведено из эксплуатации, что дало чистую добавочную мощность в 2015 году 1558 МВт.

Рисунок 13. Производители ветряных турбин в годовом объеме 2016 года (МВт)

344 турбины были подключены к энергосистеме, а 6 турбин были выведены из эксплуатации. 98% подключенных турбин были произведены концерном Siemens Wind Power, и 2% компании - MHI Vestas Offshore Wind.

Рисунок 14. Производители ветряных турбин в чистых годовых установках 2016 года

Концерн Siemens Wind Power является ведущим поставщиком ветровых турбин в Европе и имеет 67,8% от общей установленной мощности. MHI Vestas Offshore Wind (16,4%) является вторым по величине поставщиком турбин, за ним следуют Senvion (6,2%), Adwen (5,2%) и BARD (3,2%).

Рисунок 15. Производители ветряных турбин в конце 2016 года

Siemens Wind Power имеет долю в 67,2% турбин, подключенных к электросети в Европе. Далее следует MHI Vestas Offshore Wind с долей в 21%, с остальными топ-5 - Senvion (3,7%), Adwen (3,7%) и BARD (2,2%). Следует отметить, что BARD, WinWinD не активны в поставке новых ветровых турбин.

Рисунок 16. Установленная мощность произведенных и подключённых к сети ветряных турбин в конце 2016 года (МВт)

В совокупности Германия завершила год с 50 018 МВт, что делает его третьим по величине рынком в мире, производя около 80 ТВт/ч электроэнергии, что достаточно для покрытия 15% общего потребления электроэнергии в Германии. В 2016 году береговые ветроэнергетические установки увеличились на 24% по сравнению с предыдущим годом. Количество демонтированных турбин составило 366 МВт, в то время как регенерация составляла 679 МВт. На государственном уровне Нижняя Саксония возглавила впечатляющие 900 МВт, что более чем удвоило его рынок в 2015 году.

Шлезвиг-Гольштейн занял второе место с показателем 651 МВт, после трех лет подряд заняв первое место среди федеральных земель Германии. Средний размер вновь установленных береговых ветровых турбин составил 2,848 МВт, средний диаметр ротора около 109 метров и средняя высота ступицы около 128 метров. Все показатели увеличились

на 4% по сравнению с 2015 годом. Материковая энергия ветра остается самым дешевым источником энергии в немецкой энергетической системе.

8. Инвестиции в сектор ветроэнергетики

Инвестиционная деятельность в оффшорный сектор ветроэнергетики в Европе продолжала активно расти в течение 2016 года. Одиннадцать проектов достигли Окончательного инвестиционного решения (FID) в 2016 году, при этом общая инвестиционная стоимость составила 18,2 млрд. евро. Это на 39% больше, чем в 2015 году. В общей сложности 4,9 ГВт новых мощностей были профинансированы в пяти странах.

Помимо инвестиций в новые ветряные электростанции, в 2016 году было также реализовано 2,9 млрд. евро в рамках рефинансирования и 1,5 млрд. евро - на строительство новых линий электропередачи. Общий объем инвестиций в сектор составил 22,6 млрд. евро. В целом инвестиции в оффшорную ветроэнергетику в Европе выросли за последние пять лет в среднем на 30% в год. Это связано с устойчивым уровнем инвестиций на крупнейших рынках Германии и Великобритании.

Финансовые рынки поддерживали оффшорный ветроэнергетический сектор через различных инвесторов и финансовые структуры. Без регрессная задолженность достигла рекордных 7,6 млрд. евро в 2016г. для финансирования как новых, так и действующих ветровых электростанций.

На строительство четырех новых проектов было привлечено 5,3 млрд. евро без регрессного финансирования. К ним относятся Norther (370 МВт) и Rentel (309 МВт) в бельгийских водах, Merkur (400 МВт) в Германии и Beatrice (588 МВт) в Великобритании.

Остальные 2,3 млрд. евро были использованы для рефинансирования проектов Walney (367 МВт) и Luchterduinen (129 МВт), а также строительной деятельности в Dudgeon (402 МВт).

Сделки в 2016г. продолжали отражать общую тенденцию смягчения условий кредитования, поддерживаемую коммерческими банками, агентствами экспортных кредитов и кредиторами, зависящими от политики. Только Европейский инвестиционный банк (ЕИБ), поддержанный также Европейским фондом стратегических инвестиций (EFSI), предоставил комбинированную стоимость в размере 1,1 млрд. евро в 2016г. для строительства новых оффшорных ветровых электростанций.

Привлекательная доходность сектора диверсифицировала профиль кредиторов. Японские банки укрепили свое присутствие в европейских оффшорных ветровых проектах, чему способствовала также низкая процентная ставка на их внутреннем рынке.

Инвестиции в передаточные активы составили 2 млрд. евро, включая рефинансирование. 1,8 млрд. евро было привлечено за счет коммерческого долга, из которых 1,5 млрд. евро было получено посредством выдачи зеленых облигаций от TenneT. Вырученные средства будут использованы для финансирования портфеля линий электропередач в немецкой части Северного моря.

В 2016г. доля инвестиций в ветроэнергетику составила 86% от нового финансирования чистой энергии, по сравнению с 67% в 2015 году. Только оффшорные ветровые проекты отвечали за более половины инвестиционной деятельности в секторе возобновляемых источников энергии. Возобновляемая энергетика должна, по прогнозам авторов доклада New Energy Outlook 2016, привлечь к 2040г. инвестиций на \$7,8 триллионов.

Всемирный совет по ветровой энергетике (GWEC) на этой неделе представил в Пекине доклад, согласно которому общемировой объем вырабатываемой при помощи ветра электроэнергии к 2030г. увеличится примерно в пять раз и составит 2 110 ГВт.

Такое увеличение по выработке энергии ветра включает в себя дополнительные инвестиции в сферу ветроэнергетики в размере \$224 млн. и сможет уменьшить выбросы диоксида углерода на 3,3 млн. тонн в год. Уже в конце 2016г., общее количество вырабатываемой из ветра электроэнергии выросло примерно на 60 ГВт, или на 14% по сравнению с прошлым годом.

Тем не менее, общие тенденции указывают на рост производства энергии ветра. В Европе, по оценкам специалистов компании MAKE Consulting, в течение ближайших 10 лет объем выработанной энергии ветра возрастет на 140 ГВт, и 60% новых станций появится в странах Северной Европы.

Ветряная энергия с каждым годом стоит все дешевле, а строительство ветрогенераторов требует все меньших затрат. Раньше доступность горючего топлива делала ветроэнергетику невыгодной, но тенденция постепенно меняется. В Северном море прекратило работу сразу несколько крупных проектов по добыче нефти. Из-за этого системы для установки морских сооружений остались без работы, а цены на их услуги снизились. Теперь доставка турбин в море обходится дешевле.

Стоимость ветряной энергии снизилась, в том числе из-за падения цен на нефть и сталь. Требования к эксплуатации ветрогенераторов стали менее жесткими, а у производителей появилась возможность выпускать ветряные турбины в больших масштабах.

Всего через 15 лет ветроэнергетика сможет давать до 19 % мирового электричества. А в 2050 году – 25-30%.

Ветряная энергия в районе Северного моря в Европе стоит на треть дешевле, чем энергия от атомных электростанций. Сейчас в Северном море действуют 3000 прибрежных турбин. К 2030 году они должны будут вырабатывать 4 ГВт, что составит 7% всей произведенной в европейских странах электроэнергии.

Германский ветровой рынок оправдал ожидания, возложенные на него в 2016г.

9. Закон о возобновляемых источниках энергии 2017г.

Закон о возобновляемых источниках энергии с внесенными в него поправками в 2017 году создал парадигму, а именно: распределение поддержки возобновляемых источников энергии перешло от гарантированных входных тарифов (FIT) к конкурсным аукционам для большинства установок для возобновляемых источников энергии с 1 января 2017г.

Цель состоит в использовании рынка, для того, чтобы сделать цены на возобновляемые источники энергии более конкурентоспособными. Операторы новых ветряных турбин должны конкурировать за финансирование, предлагая цену за киловатт/час. Система аукционов для оффшорных ветровых проектов будет эффективно применяться только к проектам, построенным после 2020 года. Аукционы, планируют проводить с 1 мая 2017 года объемом 800 МВт, и двух последующих, которые должны состояться 1 августа, и 1 ноября (по 1000 МВт каждый), с целью становления рыночной цены. В 2018 и 2019 годах планируется проводить по четыре аукциона в год мощностью по 700 МВт каждый, а затем по три аукциона в год, начиная с 2020г.

Ожидается, что проекты, которые пройдут через FID в 2017г., будут оценены в суммарной мощности 2,8 ГВт. К ним относятся Borssele 1 и 2 (700 МВт) и Borssele 3 и 4 (700 МВт), Global Tech II (553 МВт), Kriegers Flak (600 МВт) и финансовое закрытие Deutsche Bucht (252 МВт). В 2017г. запланировано также финансовое закрытие по причине рефинансирования проекта Butendiek (288 МВт) и миноритарного пакета акций London Array (630 МВт). Финансовые потребности могут превысить 7 млрд. евро на основе раскрытых транзакционных издержек.

Закон об оффшорном ветре был принят в рамках (EEG) в 2017г., и включает в себя проведение аукционов для электроэнергии, полученной при помощи оффшорного ветра.

Цель этого акта заключается в обеспечении согласованности между планированием площадки, региональным планированием, утверждением установок, финансированием и подключением к сетям. Планка для оффшорного ветра установлена на уровне 15 ГВт к 2030г. Ввод в эксплуатацию ветряной электростанции в Германии в 2016г. составил 818 МВт. В целом к концу 2016г. 947 ветровых турбин были подключены к общей сети мощностью 4 108 МВт, чего достаточно для производства 13 ТВт/ч электроэнергии и для питания 3 млн. домов. Это представляет собой увеличение почти на 57% по сравнению с 8,3 ТВт/ч в 2015г., что позволило укрепить позиции ветроэлектростанций в германском энергетическом балансе. Ожидается, что расширение морского ветра продолжится приблизительно с 1 400 МВт в 2017г., после чего будет устойчивое среднее значение около 1 000 МВт в год до 2019 года.

Заключение

Ветроэнергетика сейчас – это активная, бурно развивающаяся и растущая отрасль.

На сегодняшний день также ведется строительство ветропарков в Великобритании мощностью 1800 МВт (300 ветрогенераторов), в Норвегии мощностью в 1000 МВт, (278 ветрогенераторов), В Шотландии мощностью 1,2 ГВт (400 ветрогенераторов), а так же в Нидерландах мощностью в 700 МВт (150 ветрогенераторов).

В ходе XX века, когда мир обратился к нефти, энергетическая отрасль мира стала по своему характеру все более и более глобальной. Однако направление энергетики в XXI веке, скорее всего, изменится.

Ветроэнергетика в структуре ВИЭ перетрансформирует не только энергетическую отрасль глобальной экономики, но и саму глобальную экономику в целом.

Список использованной литературы:

1. <http://renen.ru/>
2. <https://www.fraunhofer.de/>
3. <http://www.iea.org/statistics/>
4. <http://www.ewea.org/>
5. https://www.ieawind.org/task_26.html
6. <https://www.energy-charts.de/>
7. <https://www.bundesregierung.de/>
8. http://www.dewi.de/dewi_res/index.php
9. <http://www.irena.org/home/>
10. <http://www.facepla.net/the-news/energy-news-mnu/2594-siemens-b75.html>
11. <https://book.energytransition.org/ru/infographics>
12. <https://1-stromvergleich.com/strom-report/renewable-energy-germany/>
13. <http://www.e-institut.ru>
14. <http://ipem.ru/>
15. <http://www.cdu.ru/>

Мировые проекты по улавливанию и хранению углерода

Результатами развития новой низкоуглеродной парадигмы являются в первую очередь повышение энергоэффективности, развитие технологий и увеличение доли возобновляемых источников энергии за счет новых экологических требований по выбросам CO₂.

Технологии по улавливанию и хранению углерода (CCS) используются во всем мире. В настоящее время эксплуатируются или строятся 22 крупномасштабных проекта CCS (таблица 1). Суммарные мощности по улавливанию CO₂ этих проектов составляет почти 40 млн. тонн (Мtpa). Стоит отметить, что большая часть проектов расположена в США, в том числе самый крупный проект по улавливанию CO₂ Century Plant, мощность которого составляет 8,4 млн. тонн.

По данным на апрель 2017 г. строятся еще пять заводов. Наиболее крупномасштабными из них являются Gorgon Carbon Dioxide Injection Project в Австралии и Kemper County Energy Facility в США, мощности по улавливанию которых составляют 3,4-4 и 3 млн. тонн соответственно. За последние 10 лет существенно расширился список стран, которые используют технологии CCS, а также спектр отраслей и технологий. Ожидается, что два из строящихся проектов будут введены в эксплуатацию уже в 2017 г., а остальные три в 2018 г. Новыми участниками по использованию технологий CCS станут Китай и Австралия.

За 2016 - начало 2017 гг. были введены в эксплуатацию три проекта по улавливанию и хранению углерода, а также один демонстрационный проект «Токомайский CCS»:

- В начале апреля 2017 г. был запущен проект по улавливанию и хранению углерода в штате Иллинойс Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project мощностью 1 млн. тонн. Этот проект является первым проектом CCS в биоэнергетике, а также первым проектом в США по закачке CO₂ в глубокое соленое образование.
- В января 2017 г. был запущен проект Petra Nova Carbon Capture в Техасе мощностью 1,4 млн. тонн. Этот проект является крупнейшим в мире проектом по улавливанию CO₂ после сжигания на электростанции.
- 5 ноября 2016 г. был запущен первый этап проекта по улавливанию и хранению углерода в Абу-Даби, являющийся проектом CCS Emirates Steel Industries (ESI). Этот проект является первым в мире, применяемый для производства чугуна и стали. Он включает в себя улавливание приблизительно 0,8 млн. тонн CO₂ из процесса прямого восстановления железа (DRI), используемого на заводе ESI в Абу-Даби, и служит для повышения нефтеотдачи (EOR).
- Также в апреле 2016 г. был запущен демонстрационный проект «Токомайский CCS». Система улавливания (с использованием выбросов от установки по производству водорода в порту Токомай) перерабатывает CO₂ объемом не менее 0,1 млн. тонн в год. Углекислый газ затем закачивается в глубинные геологические формации, расположенные вблизи берега.

В 2017 будут введены в эксплуатацию еще два проекта по улавливанию и хранению углерода и один демонстрационный в энергетическом и промышленном секторах:

- Ожидается, что в первой половине 2017 года начнет функционировать Kemper County Energy Facility в штате Миссисипи мощностью 3 млн. тонн. Этот проект станет первым с применением процесса газификации угля TRIGTM, разработанного совместно компанией Southern Company и KBR в партнерстве с Министерством энергетики США (DOE).
- Запуск проекта по закачке углекислого газа в Gorgon Carbon Dioxide Injection Project мощностью 3,4-4 млн. тонн ожидается в Австралии в середине 2017 года. Этот проект

будет крупнейшим в мире по закачке CO₂ в глубокое солевое образование и неотъемлемым компонентом проекта Gorgon LNG.

- Демонстрационный проект по улавливанию и хранению углерода в Китае завершился в конце марта 2017 года на стадии строительства. Примерно 0,4 млн. тонн CO₂ будет поступать на объекты газификации химических предприятий в провинции Шэньси. Это первый крупномасштабный объект CCS в Китае, но в планах имеется большое количество проектируемых и оценочных проектов по улавливанию и хранению углерода.

Еще 7 проектов по улавливанию и хранению углерода находятся на этапе проектирования, суммарные мощности по улавливанию CO₂ которых составят примерно 12-13 млн. тонн. Самыми крупномасштабными из них являются проекты, расположенные в США: Lake Charles Methanol (4,2 млн. тонн) и Texas Clean Energy Project (2,4 млн. тонн). На ранних этапах планирования и оценки находятся еще 11 проектов по улавливанию и хранению углерода, суммарные мощности по улавливанию CO₂ которых составят около 19 млн. тонн.

Технологии по улавливанию и хранению углерода имеют огромные перспективы, особенно в рамках новой низкоуглеродной парадигмы. За последние десять лет многие развитые и развивающиеся страны начали использовать технологии CCS как на стадиях первичной обработки и добычи, так и в конечном потреблении. В будущем будет расти спектр отраслей и технологий, использующихся в улавливании и хранении углерода.

Таблица 1.

Проекты по улавливанию и хранению углерода.

Наименование проекта	Страна	Дата запуска	Отрасль	Тип технологии	Мощности	Тип транспортировки	Тип первичного хранения
Действующие проекты							
Terrell Natural Gas Processing Plant (formerly Val Verde Natural Gas Plants)	United States	1972	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	0,4 - 0,5	Pipeline	Enhanced oil recovery
Enid Fertilizer CO2-EOR Project	United States	1982	Fertiliser Production	Industrial Separation	0,7	Pipeline	Enhanced oil recovery
Shute Creek Gas Processing Facility	United States	1986	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	7	Pipeline	Enhanced oil recovery
Sleipner CO2 Storage Project	Norway	1996	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	0,9	No transport required (direct injection)	Dedicated Geological Storage
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale Project	Canada	2000	Synthetic Natural Gas	Pre-combustion capture (gasification)	3	Pipeline	Enhanced oil recovery
Snøhvit CO2 Storage Project	Norway	2008	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	0,7	Pipeline	Dedicated Geological Storage
Century Plant	United States	2010	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	8,4	Pipeline	Enhanced oil recovery
Air Products Steam Methane Reformer EOR Project	United States	2013	Hydrogen Production	Industrial Separation	1	Pipeline	Enhanced oil recovery
Coffeyville Gasification Plant	United States	2013	Fertiliser Production	Industrial Separation	1	Pipeline	Enhanced oil recovery
Lost Cabin Gas Plant	United States	2013	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas	0,9	Pipeline	Enhanced oil recovery

				processing)			
Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS Project	Brazil	2013	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	1	No transport required (direct injection)	Enhanced oil recovery
Boundary Dam Carbon Capture and Storage Project	Canada	2014	Power Generation	Post-combustion capture	1	Pipeline	Enhanced oil recovery
Quest	Canada	2015	Hydrogen Production	Industrial Separation	1	Pipeline	Dedicated Geological Storage
Uthmaniyah CO2-EOR Demonstration Project	Saudi Arabia	2015	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	0,8	Pipeline	Enhanced oil recovery
Abu Dhabi CCS Project (Phase 1 being Emirates Steel Industries (ESI) CCS Project)	United Arab Emirates	2016	Iron and Steel Production	Industrial Separation	0,8	Pipeline	Enhanced oil recovery
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project	United States	2017	Chemical Production	Industrial Separation	1	Pipeline	Dedicated Geological Storage
Petra Nova Carbon Capture Project	United States	2017	Power Generation	Post-combustion capture	1,4	Pipeline	Enhanced oil recovery
Строящиеся проекты							
Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	Australia	2017	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	3,4 - 4,0	Pipeline	Dedicated Geological Storage
Kemper County Energy Facility	United States	2017	Power Generation	Pre-combustion capture (gasification)	3	Pipeline	Enhanced oil recovery
Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream	Canada	2018	Fertiliser Production	Industrial Separation	0,3 - 0,6	Pipeline	Enhanced oil recovery
Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO2 Stream	Canada	2018	Oil Refining	Industrial Separation	1,2 - 1,4	Pipeline	Enhanced oil recovery
Yanchang Integrated Carbon Capture	China	2018	Chemical	Pre-combustion	0,4	Combination	Enhanced

and Storage Demonstration Project			Production	capture (gasification)			oil recovery
Проектируемые проекты							
Sinopec Qilu Petrochemical CCS Project	China	2019	Chemical Production	Industrial Separation	0,5	Pipeline	Enhanced oil recovery
Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD)	Netherlands	2019-20	Power Generation	Post-combustion capture	1,1	Pipeline	Dedicated Geological Storage
CarbonNet Project	Australia	2020's	Under evaluation	Under evaluation	1,0 - 5,0	Pipeline	Dedicated Geological Storage
Sinopec Shengli Power Plant CCS Project	China	2020's	Power Generation	Post-combustion capture	1	Pipeline	Enhanced oil recovery
Lake Charles Methanol	United States	2021 (Institute estimate)	Chemical Production	Industrial Separation	4,2	Pipeline	Enhanced oil recovery
Texas Clean Energy Project	United States	2021 (Institute estimate)	Power Generation	Pre-combustion capture (gasification)	2,4	Pipeline	Enhanced oil recovery
Norway Full Chain CCS Project	Norway	2022	Various	Various	1,2	Combination	Dedicated Geological Storage
Оценочные проекты							
Riley Ridge Gas Plant	United States	2020	Natural Gas Processing	Pre-combustion capture (natural gas processing)	2,5	Pipeline	Enhanced oil recovery
Sinopec Eastern China CCS Project	China	2020	Fertiliser Production	Industrial Separation	0,5	Pipeline	Enhanced oil recovery
Huaneng GreenGen IGCC Project (Phase 3)	China	2020's	Power Generation	Pre-combustion capture (gasification)	2	Pipeline	Enhanced oil recovery
Korea-CCS 1	South Korea	2020's	Power Generation	Post-combustion capture	1	Shipping	Dedicated Geological

							Storage
Korea-CCS 2	South Korea	2020's	Power Generation	Under evaluation	1	Shipping	Dedicated Geological Storage
Teesside Collective	United Kingdom	2020's	Various	Various	0,8	Pipeline	Dedicated Geological Storage
Caledonia Clean Energy Project	United Kingdom	2022	Power Generation	Pre-combustion capture (gasification)	3,8	Pipeline	Dedicated Geological Storage
South West Hub	Australia	2025	Fertiliser Production and Power Generation	Industrial Separation	2,5	Pipeline	Dedicated Geological Storage
Возможные проекты							
China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project	China	2020's	Power Generation	Post-combustion capture	1	Pipeline	Dedicated Geological Storage
Shanxi International Energy Group CCUS Project	China	2020's	Power Generation	Oxy-fuel combustion capture	2	Pipeline	Not specified
Shenhua Ningxia CTL Project	China	2020's	Coal-to-liquids (CTL)	Pre-combustion capture (gasification)	2	Pipeline	Not specified

Источники: Global CCS Institute.

Список используемой литературы

1. Global CCS Institute – The global status of ccs,2016, summary report.
2. International Energy Agency – 20 Years of Carbon Capture and Storage.
3. Carbon Tracker and the Grantham Institute – Expect the unexpected: the disruptive power of low-carbon technology.
4. International Energy Agency – Carbon Capture and Storage: Legal and Regulatory Review.
5. CCS Association <http://www.ccsassociation.org>

Влияние развития электромобилей на изменение спроса на моторные топлива до 2030 года

В период высоких цен на нефть одним из важнейших трендов стал поиск альтернативных топлив для автомобильного транспорта. Наиболее перспективной технологией оказался электропривод, который полноценно заменяет ДВС и к тому же оказывает минимальное воздействие на окружающую среду.

Мировая статистика говорит о том, что все большее количество автолюбителей отдает предпочтение электромобилям. Мировые продажи электромобилей в 2016 году составили 774 тыс. единиц, что на 42% больше по сравнению прошлым годом и в 2,4 раза больше показателя за 2014 год (рисунок 1). Особенно успешен рынок электромобилей в Китае, где продажи электрокаров всех типов возросли на 85% относительно 2015 года. В Европе продажи электромобилей в 2016 г. увеличились на 14%. При этом лидерство по объема продаж электромобилей в Европе принадлежит Норвегии. Продажи электромобилей в США тоже показали положительную динамику, увеличившись на 37%⁷.

Рисунок 1. Продажи электромобилей в 2010-2016 годах.

Источник: по данным Global EV Outlook.IEA.2016.

В настоящее время электромобили выпускают почти все ведущие автоконцерны мира, однако безусловным лидером продаж является автомобили марки Tesla. Так, в первой десятке мы видим 2 японских, 3 американских, 3 китайских, 1 немецкое и 1 французское авто (таблица 1). Даже в рамках топ-10 довольно широкая география. Это говорит о том, что во всем мире производители понимают, что именно за такими автомобилями будущее.

Таблица 1.

Рейтинг продаж электромобилей и гибридов(по моделям) по итогам 2016 года

	Модель машины	Страна производства	Количество	Доля в общем объеме продаж электромобилей
1	Tesla Model S	США	50935	6,6%

⁷ Electric drive transport association. Electric Drive Sales Dashboard,2016. Available at: electricdrive.org/index.php=d/sp/i/20952/pid/20952

2	Nissan Leaf	Япония	49818	6,4%
3	BYD Tang PHEV	КНР	31405	4,0%
4	Chevrolet Volt	США	28295	3,7%
5	Mitsubishi Outlander PHEV	Япония	27870	3,6%
6	BMW i3	Германия	25576	3,3%
7	Tesla Model X	США	25372	3,2%
8	Renault Zoe	Франция	21868	2,8%
9	BYD Qin	КНР	21626	2,7%
10	BAIC E-Series EV	КНР	20609	2,6%

Источник: по данным EV-Volumes.

Несмотря на внешнее сходство, эксплуатация электромобилей существенным образом отличается от автомобилей с ДВС. Среди основных достоинств электромобилей можно отметить:

- КПД двигателя;
- Экологичность ввиду отсутствия необходимости применения нефтяного топлива, антифризов, моторных масел, а также отсутствие вредных выхлопов в месте нахождения автомобиля;
- Возможность использования разных источников энергии. Электромобиль работает на электроэнергии, которую можно вырабатывать из разных источников, что существенно повышает его востребованность в тех странах, которые зависят от импорта нефтепродуктов;
- Массовое применение электромобилей смогло бы помочь в решении проблемы «энергетического пика» за счёт подзарядки аккумуляторов в ночное время.

Однако, электромобиль имеет недостатки. Самым главным недостатком, которое сдерживает массовое использование электромобилей является их стоимость. Пока цена самого дешевого японского электрокара составляет 25 тысяч долларов. К тому же низкий запас хода, который редко превышает 150 километров. То есть, передвигаться по центру города в электромобиле удобно, но загород, по крайней мере пока, в отсутствие развитой инфраструктуры, выехать не особенно получится. Отсюда неразвитость зарядной инфраструктуры.

Несомненно, расширение электромобильного ряда способствует росту их ценовой доступности, однако, инфраструктура зарядных станций и потенциал её расширения остается немаловажным вопросом. И если ранее считалось, что данный фактор будет серьезной проблемой на пути развития электромобилей, то сегодня становится очевидным обратное: темпы строительства зарядных станций по всему миру возрастают.

Несомненным лидером по количеству зарядных станций, как и по объемам продаж электромобилей является Китай (рисунок 2). Тут, стоит отметить, что эти две вещи взаимосвязаны: бурный рост продаж потребовал от Китая и соответствующей инфраструктуры. Правительство Китая постоянно стремится расширить данную инфраструктуру. Так, в Национальной программе развития электромобилей отмечается, что

дороги страны планируется заполнить пятью миллионами «розеток» для электромобилей уже до 2020 года.

Рисунок 2. Зарядная инфраструктура для электромобилей по странам на 2016 год.

Источник: по данным Vygon Consulting.

Несомненно большой вклад в развитие зарядной инфраструктуры вносят и сами компании-производители электромобилей. Тут стоит отметить компанию Tesla Motors, которая уже установила 591 «быстрых» зарядных станций от Tesla в более чем 20 странах мира, в том числе в Китае, Австралии, Канаде, Японии, Германии, Голландии и в других странах⁸.

Полагая развитие электротранспорта перспективным для решения различных проблем, многие государства принимают меры поддержки, призванные стимулировать спрос на электрические автомобили со стороны частных покупателей и коммерческих организаций.

Среди таких мер можно перечислить следующие:

- субсидии или налоговые вычеты, представляемые при приобретении электромобиля;
- освобождение от уплаты транспортного налога;
- освобождение от налога на регистрацию новых автомобилей;
- право на бесплатную парковку в зонах, где парковка обычных автомобилей является платной;
- право проезда по полосам общественного транспорта;
- право на бесплатный проезд по платным автомобильным дорогам;
- освобождение от уплаты НДС и ввозных таможенных пошлин при импорте электромобиля⁹.

Как было отмечено ранее-электромобиль имеет существенные недостатки, но почти каждый месяц выходят пресс-релизы, которые сообщают о новом прорыве в отрасли экотранспорта.

Так, потихоньку решается проблема со стоимостью электромобилей. Как мы знаем, стоимость электромобилей является наиболее существенной преградой на пути его массового распространения, ситуацию не спасают даже щедрые государственные субсидии.

⁸ Energy Technology Perspective, IEA, 2016.

⁹ Energy revolution. A sustainable world energy outlook 2015.

В результате роста спроса и консолидации небольших производителей происходит оптимизация издержек на рабочую силу, оборудование, НИОКР, совершенствуется производственно-сбытовая цепочка, в частности осуществляется переход на непрерывные процессы, увеличивается доступность заемного капитала. Вследствие ожидаемого снижения упомянутых выше категорий издержек цена на аккумуляторный блок в 2015 году снизилась до 460 долл., хотя в 2011 году она стоила около 1000 долл. И с каждым годом цена на аккумуляторы, которыми ведущие производители комплектуют свои электромобили, падает примерно на 8%¹⁰.

Что же касается подзарядки данного транспорта, то и тут прогресс не стоит на месте. Тестируются специальные индукционные плиты в качестве беспроводной зарядки. Необходимо просто припарковать электромобиль над этой плитой и он начнет заряжаться. В будущем нас также ждет сверхбыстрые зарядки, интегрированные прямо в дорожное полотно.

С емкостью аккумулятора дела обстоят немного сложнее, хотя и тут находятся прорывные идеи. Так, компания Sony планирует увеличить емкость на 40%, используя соединения серы вместо лития. Именно Sony представила литиево-ионные аккумуляторы, и теперь компания старается вернуть былое влияние.

Таким образом, можно понять, что проблемы решаемы, осталось только дожидаться окончательного прорыва в науке.

Транспортный сектор в настоящее время обеспечивает 28% от общего конечного потребления энергии и почти две трети потребления нефти. Транспортный сектор представляет, пожалуй, наиболее интересное поле для межтопливной конкуренции. Особую озабоченность вызывает высокая зависимость от нефти в данном секторе.

Стремясь снизить остроту этой проблемы, в последние годы правительства большинства развитых и ряда развивающихся стран активно поддерживают использование альтернативных видов моторного топлива. Именно поэтому ожидается снижение спроса на нефтяные моторные топлива.

Продажа новых автомобилей в мире в 2016 г.. выросла на 4,6% - до 93 млн штук. Безусловный лидер - Китай. На его рынке осуществлена почти четверть всех покупок¹¹. Но и рынок электромобилей растет быстрыми темпами. Как уже отмечалось ранее, мировые продажи электромобилей в 2016 году составили 774 тыс. единиц, что на 42% больше по сравнению прошлым годом.

Тем не менее, сопоставив имеющиеся данные, видим, что электромобили в общем объеме продаж машин занимают ничтожную долю — около одного процента, но этот сегмент рынка расширяется стремительно.

Используя средние темпы роста по продажам электромобилей и автомобилей в период с 2010-2016 год, можно спрогнозировать дальнейшее их развитие (рисунок 4).

Так, на рынке электромобилей средний темп роста за последние 6 лет носил буквально взрывной характер и составил 88%, а на рынке автомобилей средний темп роста продаж не превысил 3,54%.

Если предположить сохранение наблюдавшихся темпов роста как автопарка, так и парка электромобилей на ближайшие 13 лет, то можно увидеть, как стремительно изменится автопарк под влиянием развития электромобильного транспорта. Безусловно, это всего лишь весьма грубые прогнозные допущения, и жизнь внесет в них свои коррективы, но они дают весьма впечатляющую картину электромобильного будущего планеты.

¹⁰ Vygon Consulting. Электропривод vs ДВС: когда ждать полноценной конкуренции? - март 2016.

¹¹ Global EV Outlook. IEA. 2016

Рисунок 4. Прогноз продаж электромобилей и автомобилей до 2030 года.

Источник: составлено автором.

К 2030 году доля электромобилей в продажах новых легковых авто может составить порядка 15%, что в 15 раз больше доли 2016 года (рисунок 5). Таким образом, можно предположить, что влияние электромобилей на прирост спроса на нефтяные моторные топлива будет эквивалентно увеличению их доли в продажах автомобилей. Другими словами, развитие электромобильного транспорта может, как минимум, на 15% снизить прирост спроса на нефтяные моторные топлива в мире к 2030 году.

Рисунок 5. Доля электромобилей в продажах новых авто до 2030 года.

Источник: составлено автором.

Конечно, следует учитывать, что на прогноз спроса на нефтяные моторные топлива ограничивающий эффект будут оказывать другие альтернативные транспортные технологии, а также повышение эффективности самих ДВС на транспорте.

Двигатели внутреннего сгорания на протяжении всего прогнозного периода будут сохранять доминирующее положение, что и предопределяет доминирование нефтяных моторных топлив в перспективе до 2030 года, однако тенденция к снижению их потребления в этот период будет только усиливаться. Тут стоит отметить, что развитие электромобилей, по-видимому, будет носить ярко выраженный региональный характер и будет характерно, в

первую очередь, для развитых стран и для стран, уже активно поддерживающих развитие электромобилей на правительственном уровне (Китай например). Поэтому на такие страны как США, Китай, Европа, Япония придет пик прироста продаж электромобилей в общей структуре продаж транспортных средств в средне- и долгосрочной перспективе.

В настоящее время задача массового внедрения электромобилей представляется весьма сложной, связано это прежде всего с его стоимостью.

Есть и другая сторона перспектив развития электромобилей: откуда возьмется энергия для их эксплуатации?

Вторая сторона - экологичность. Безусловно, сами электрокары экологичны, но вот нагрузка на электросети возрастет существенно.

К тому же, хватит ли лития для производства аккумуляторных блоков в будущем?

Список использованной литературы

1. World Energy Outlook 2016.
 2. Global EV Outlook.IEA.2016
 3. Vygon Consalting.
 4. Energy Technology Perspective.IEA.2016
 5. Energy revolution. A sustainable world energy outlook 2015.
- Electric drive transport association. Electric Drive Sales Dashboard,2016.

Синицын М.В. Продвижение электромобилей в США

В 2016 г. количество электромобилей в мире превысило 2 млн. единиц, а продажи достигли 774 тыс. автомобилей (рис. 1). Автопарк увеличивается очень быстрыми темпами, продажи утроились по сравнению с 2013 г., в 2017 г. по прогнозу EVvalumes они достигнут уровня 1,1 млн. автомобилей. В тоже время от общего мирового автопарка электромобили составляют менее 0,2%.

Рисунок 1. Динамика продаж электромобилей в мире, 2012–2016 гг.
Источник: EVvalumes.com.

Среди производителей на первом месте по объему продаж и количеству представленных моделей находятся китайские производители, на втором – Tesla. (таблица 1). Лидером продаж среди EV¹² стала Nissan Leaf EV. На продажи существенное влияние, помимо технических характеристик, оказывает и государственная поддержка: Mitsubishi Outlander PHEV, потерял 36% за год в основном из-за отмены субсидий в Нидерландах.

Таблица 1.

Продажи основных моделей электромобилей, единиц

Модель	2016	Рост 2016/2015, %
Tesla Model S	50 935	+2
Nissan Leaf EV	49 818	+7
SYD Tang PHEV	31 405	+71
Chevrolet Volt EREV	28 295	67
Mitsubishi Outlander PHEV	27 850	-36
BMV i3 EV/EREV	25 576	+0

¹² Под общим названием электромобили объединяется несколько типов автомобилей:

HEV (hybrid electric vehicle) – помимо двигателя внутреннего сгорания (ДВС) устанавливается дополнительный электромотор, который заряжается при движении автомобиля,

PHEV (plug-in hybrid electric vehicles) – помимо двигателя внутреннего сгорания (ДВС) устанавливается дополнительный электромотор, который может подзаряжаться от сети,

EV (electric vehicles) – автомобиль с электродвигателем, заряжается от сети,

FCV (fuel cells vehicles) – электромобиль с топливными батареями.

Tesla Model X	25 372	+11756
BYD Qin PHEV	21 868	-31
Renault Zoe EV	21 626	+16
BYD e6 EV	20 609	+193
Zhidou D1/D2 EV	20 392	+231
BAIC E-Series EV	18 814	+14
BAIC EU 260 EV	18 805	+5616
Geely Emgrand EV	17 181	-
Zotye Z100/Cloud EV	16 417	+6
Chery eq EV	16 017	+121
Ford Fusion Energi PHEV	16 009	+62
BYD e5 EV	15 639	+997
JAC J3 EV	15 409	+48
SAIC Roewe e550 PHEV	15 145	+41
VW Passsat GTE PHEV	13 251	+183
Zotye E200 EV	13 154	-
VW Golf GTE PHEV	12 372	-28
Volvo XC90 PHEV	12 129	+316
BMW X5 PHEV	12 103	+363
Audi A3 e-Tron PHEV	11 610	-5
JMC E100 EV	10 823	+105
BYD Qin EV300	10 656	-
VW e-Golf EV	10 610	-31
Mercedes C350e PHEV	9 947	+79
Прочие	183 726	+28
Всего	773 726	+42

Источник: EVvolumes.com.

По размеру электромобильного парка первое место занимают США, второе ЕС, третье – Китай. В 2016 г. в США было 492 тыс. электромобилей, в том числе 162 тыс. EV и 329 тыс. гибридных автомобилей (HEV и PHEV).

Рисунок 2. Динамика производства электромобилей в США, 2005–2015 гг.

Источник: Агентство энергетической информации США.

Производство электромобилей в США после значительного роста в 2011-2013 гг. несколько снизилось, но продолжает увеличиваться, несмотря на снижение нефтяных цен.

Росту производства способствуют меры государственной поддержки: перевод автопарка государственных структур на использование электроэнергии, предоставление налоговой скидки в размере 7500 долларов для покупателей «зеленого» транспорта, а также дешевые кредиты его производителям. Среди штатов наиболее активно поддерживает продвижение электромобилей посредством экологических требований Калифорния, на которую приходится более половины всех продаж электромобилей в США.

Список использованной литературы

Администрация энергетической информации министерства энергетики США – <http://www.eia.doe.gov>

База данных <http://ev-valumes.com>

«Продажи электромобилей - результаты 2016 года» – <https://aftershock.news/?q=node/491380&full>

Суханов А.А., Иллерицкий Н.И.

Перспективы развития нефтегазового комплекса Ирана

Исламская Республика Иран – крупное и древнее государство на Среднем Востоке, которое играет значительную роль в мировой экономике и политике, является одним из государств-лидеров исламского мира. Численность населения Ирана превышает 78 млн. человек¹³, при этом более трети относится к экономически активному населению. Иран занимает весьма выгодное географическое положение в центре континента на пересечении исторически сложившихся международных транспортных коридоров, обладает прямым выходом к мировому океану и является одним из Прикаспийских государств.

Иран – один из важнейших участников мирового энергетического рынка. Он обладает крупными запасами и характеризуется развитой добычей углеводородов. На долю Ирана приходится порядка 1/10 мировых запасов нефти – около 160 млрд баррелей, а также до 18% мировых запасов природного газа – около 34 млрд куб. м.¹⁴ Основная часть разведанных запасов сосредоточена в юго-западной части страны и на континентальном шельфе Персидского залива. Разведка запасов на иранском участке шельфа Каспийского моря в достаточном объеме пока не выполнялась.

Нефтяной сектор Ирана

В 2015 году в Иране добывалось более 3,9 млн. баррелей нефти в сутки, а собственное потребление нефти превышало 2 млн. баррелей в сутки.¹⁵ Среди стран ОПЕК на долю Ирана в 2015 году пришлось порядка 10% общей добычи (больше только у Саудовской Аравии). Иран наравне со странами ОПЕК присоединился к соглашению о сокращении добычи нефти в конце 2016 года, снизив объем добычи нефти до 3,8 млн. баррелей нефти в сутки.¹⁶ Однако позднее Иран путем переговоров добился исключительных условий и фактически вышел из этого соглашения, мотивируя свою позицию тем, что наращивание добычи и экспорта нефти необходимо для восстановления экономики страны после действия санкций. Экспорт нефти из Ирана оценивается, по состоянию на март-апрель 2017 года, в 2,4-2,5 млн. баррелей в сутки, отмечаются пиковые скачки до 3 млн. баррелей в сутки. Целью Ирана является наращивание нефтяного экспорта до 5 млн. баррелей в сутки к 2021 году.¹⁷

С 1990-х годов Иран находился под действием сначала американских, а затем и международных санкций. Экономика страны сильно зависела от экспорта нефти, на который тоже были наложены значительные ограничения. Кроме того, после Ирано-Иракской войны основная часть промышленности страны была разрушена. Правительство Ирана в начале 1990-х годов приняло план по развитию нефтеперерабатывающей отрасли кластерным методом. К началу 2000-х годов в Иране в числе прочих предприятий были созданы две портовые свободные экономические зоны – Махшехр и Парс. Сегодня них функционирует более 50 предприятий по переработке нефти и производству нефтехимических продуктов, причем большая часть предприятий построена после 2000 года. Общая мощность перерабатывающих комплексов в 2015 году превысила 60 млн. тонн нефти в год. Согласно плану развития отрасли, к 2025 году объем переработки будет доведен до 180 млн. тонн

¹³ По данным Всемирного банка // URL: data.worldbank.org

¹⁴ По данным BP Statistical Review of World Energy 2016 // URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

¹⁵ Там же.

¹⁶ OPEC Press Release. Agreement // URL:

http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/OPEC%20agreement.pdf

¹⁷ Iran's Crude-Oil Exports Increase to Level Last Seen in 1970s // Bloomberg, March, 7. 2017. URL:

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-03-07/iran-s-crude-oil-exports-increase-to-level-last-seen-in-1970s>

нефти в год. Таким образом, за двадцать лет Иран фактически с нуля создал у себя новую отрасль промышленности, которая сегодня составляет более 17 процентов в ВВП страны.¹⁸

Газовый сектор Ирана

Добыча газа в стране в 2014 г. составила 172,6 млрд. м³, а потребление газа достигло 170,2 млрд. м³, то есть почти весь производимый в ИРИ газ используется на внутреннее потребление.¹⁹ По данным международных аналитических агентств, Иран обладает потенциалом, позволяющим нарастить добычу до уровня свыше 350 млрд. куб. м в год к началу 2030-х годов за счет введения в эксплуатацию ряда новых крупных месторождений (в первую очередь – новых лицензионных участков газового гиганта Южный Парс, а также месторождений Форуз, Киш и ряда других). Собственное потребление газа в Иране, как ожидается, также должно значительно вырасти – до не менее чем 220-230 млрд. куб. м в год к началу 2030-х годов.²⁰ Таким образом, в течение предстоящих 15 лет у Ирана может сформироваться экспортный потенциал в объеме порядка 100 млрд. куб. м в год. Реализация этого потенциала будет возможна только при наличии спроса на внешних рынках и развитии соответствующей экспортной инфраструктуры. Очевидно, что ключевыми рынками для иранского газа должны стать Индия и Китай.

В середине 2000-х годов предполагалось строительство сухопутного магистрального газопровода из Ирана в Индию через Пакистан, известного как IPI, протяженностью около 1700 км и мощностью порядка 30 млрд. куб. м в год. Однако начало строительства TAPI привело к фактическому отказу от проекта. Кроме того, имелись и другие препятствия, наложенные на Иран международные санкции, нестабильная обстановка в регионах Пакистана, через которые проходит трасса газопровода (Южный Вазиристан и др.), а также противоречивые экономические параметры проекта, которые не устроили индийскую сторону. По состоянию на сегодняшний день заинтересованность в проекте сохраняет только Пакистан, которому необходимы поставки газа из Ирана.²¹ Однако Индия остается заинтересованной в Иранском газе, и, поскольку Пакистан является непростым партнером как для Ирана, так и Индии, стороны рассматривают альтернативные варианты поставок.

Перспективной альтернативой газопроводу IPI является морской газопровод Ближний Восток – Индия (MEIDP - Middle East to India Deepwater Pipeline), мощностью около 30 млрд. куб. м в год. MEIDP начнется от портов Чабахар на южном побережье Ирана и Рас аль-Джафран в Омане и дойдет до порта Порбандар на юге Гуджарата (Индия). Длина газопровода составит 1200-1300 километров, максимальная глубина — 3450 метров. Стоимость проекта оценивается в 4,5 миллиарда долларов. Маршрут газопровода не будет проходить по шельфовой зоне Пакистана, однако соединит с Индией Иран и Оман.²²

Оман, в свою очередь, тоже получит возможность закупать небольшие объемы иранского газа. Для поставки газа из Ирана в Оман предполагается строительство трубопровода от месторождения Киш в Иране в Оман через Оманский залив или Персидский залив. Мощность трубопровода составит порядка 10 млрд. куб. м в год. Ожидается, что Иран начнет экспорт газа в Оман к 2020 г. Оман будет использовать 2/3 иранского газа для

¹⁸ Министерство нефти и энергетики Ирана / Petrochemical Projects. URL: <http://english.nipc.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=71&pageid=2703>

¹⁹ Иран также импортирует незначительный объем природного газа из Туркменистана для удобства газоснабжения некоторых регионов (около 7,5 млн. м³ в год, источник: Annual Review 2014/15 – Central Bank of the IRI). Собственная система газопроводов в Иране развита недостаточно хорошо, и ряд территорий на северо-востоке страны выгоднее снабжать импортным газом.

²⁰ Оценка выполнена авторами на основе исходных данных, предоставленных компанией Rystad.

²¹ Project Focus: Iran-Pakistan-India Gas Pipeline. URL: <http://www.gulfoilandgas.com/webpro1/projects/3dreport.asp?id=100730>

²² Iran-India energy cooperation opens new horizons. By Reza Yeganehshakib. URL: <http://www.al-monitor.com/pulse/originals/2016/01/iran-india-oman-gas-pipeline-meidp-vs-tapi.html>

собственного потребления, 1/3 будет сжигаться на СПГ-заводе Qalhat и поставляться на экспорт. Сразу после снятия санкций Иран активизировал работы по проекту. Предполагается, что длина газопровода составит около 400 км. Наземная часть будет иметь протяженность 200 км по иранской территории, морской – 200 км между Ираном и портом Сохар в Омане.²³

Не исключается в перспективе вероятность строительства СПГ-заводов и в самом Иране, что, однако, потребует значительных инвестиций и участия иностранных инвесторов. После снятия санкций Иран рассчитывает привлечь большое число инвесторов в нефтегазовый сектор страны. Привлечь необходимые инвестиции правительство Ирана рассчитывает благодаря использованию нового типа нефтегазовых контрактов с иностранными инвесторами (New Iranian Petroleum Contract, NIPC). Ключевых отличий от действовавших ранее условий в нем не слишком много. Во-первых, иностранные компании получили возможность непосредственно участвовать в операциях по разведке, разработке и добыче нефти и газа, а допустимый срок соглашения увеличен до 20 лет. Во-вторых, вводятся дополнительные льготы для проектов, предусматривающих использование технологий по повышению коэффициента извлечения сырья и для сложных месторождений. Однако **новый тип контракта не подразумевает изменение механизма получения прибыли** инвесторами. В составе любого консорциума с иностранными участниками обязательно должна находиться одна из иранских государственных компаний, у которой в собственности остаются вся добытая нефть или газ. Иностранная компания, согласно оговоренным в контракте условиям получает компенсацию из расчета единицу добытого сырья. Как и прежде, контракты содержат обязательные требования по трансферу технологий и присутствию иранской компании в каждом звене проекта. В рамках нового вида контрактов Иран готов предоставить инвесторам несколько десятков лицензионных участков.²⁴ Одним из первых крупных добычных проектов с участием иностранных инвесторов в Иране станет Южный Парс-11, в котором на долю китайской компании CNPC придется 30%. Французская компания Total будет владеть контрольным пакетом в 50,1%. Доля Иранской национальной газовой компании (NIOC) в лице ее дочерней компании Pars Oil & Gas Company (POGC) составляет 19,9%.²⁵ Ожидаемый объем добычи составит до 20 млрд. куб. м в год.

Таким образом, Иран обладает значительными перспективами по развитию нефтяного и газового сектора страны. Учитывая большой объем запасов, удобное географическое расположение и в целом выгодные условия работы иностранных инвесторов, Иран после снятия санкций становится одним из наиболее привлекательных зарубежных партнеров для реализации проектов по добыче углеводородов. Крупнейшие мировые и российские нефтегазовые компании высоко оценивают перспективы сотрудничества с Ираном.²⁶ Однако главным препятствием для начала бума нефтяной и газовой сферы Ирана остается неопределенность сценариев развития мировых энергетических рынков: при низких ценах на нефть введение в разработку новых сложных месторождений в Иране может оказаться нерентабельным. Для иранского природного газа, в свою очередь, пока еще неразрешенным остается вопрос транспортировки до ключевых рынков сбыта – Индии и Китая. Таким образом, Ирану необходимо, в первую очередь, принимать участие и всячески поддерживать усилия ОПЕК и других нефтедобывающих стран по стабилизации мирового

²³ Construction of Iran-Oman-India Pipeline Imminent: SAGE. URL:

<https://www.tasnimnews.com/en/news/2017/02/22/1336065/construction-of-iran-oman-india-pipeline-imminent-sage>

²⁴ Iran opens up its oil and gas fields for international bidding, post-nuclear deal / Al Waba,. URL:

<http://www.albawaba.com/loop/iran-opens-its-oil-and-gas-fields-international-bidding-post-nuclear-deal-894106>

²⁵ Total, China Join Iran's First Gas Deal Since Sanctions Eased / Bloomberg, November, 8. 2016. URL:

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-11-08/total-china-share-iran-s-first-gas-deal-since-sanctions-eased>

²⁶ "Роснефть" заинтересована в участии в нефтегазовых проектах на суше и шельфе Ирана / ТАСС, 13 декабря 2016 г. URL: <http://tass.ru/tek/3867323>

нефтяного рынка, а также сосредоточиться на решении задач по экспорту своего газа, будь то строительство новых магистральных трубопроводов или выход на мировой рынок СПГ.

Список источников:

1. Всемирный банк – база данных // URL: data.worldbank.org
2. BP Statistical Review of World Energy 2016. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
3. OPEC Press Release. Agreement URL: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/OPEC%20agreement.pdf
4. Iran's Crude-Oil Exports Increase to Level Last Seen in 1970s // Bloomberg, March, 7, 2017. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-03-07/iran-s-crude-oil-exports-increase-to-level-last-seen-in-1970s>
5. Министерство нефти и энергетики Ирана / Petrochemical Projects. URL: <http://english.nipc.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=71&pageid=2703>
6. Central Bank of the IRI. Annual Review 2014/15. URL: www.cbi.ir/page/14386.aspx
7. Project Focus: Iran-Pakistan-India Gas Pipeline. URL: <http://www.gulfoilandgas.com/webpro1/projects/3dreport.asp?id=100730>
8. Iran-India energy cooperation opens new horizons. By Reza Yeganehshakib. URL: <http://www.al-monitor.com/pulse/originals/2016/01/iran-india-oman-gas-pipeline-meidp-vs-tapi.html>
9. Construction of Iran-Oman-India Pipeline Imminent: SAGE. URL: <https://www.tasnimnews.com/en/news/2017/02/22/1336065/construction-of-iran-oman-india-pipeline-imminent-sage>
10. Iran opens up its oil and gas fields for international bidding, post-nuclear deal / Al Waba,. URL: <http://www.albawaba.com/loop/iran-opens-its-oil-and-gas-fields-international-bidding-post-nuclear-deal-894106>
11. Total, China Join Iran's First Gas Deal Since Sanctions Eased / Bloomberg, November, 8, 2016. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-11-08/total-china-share-iran-s-first-gas-deal-since-sanctions-eased>
12. "Роснефть" заинтересована в участии в нефтегазовых проектах на суше и шельфе Ирана / ТАСС, 13 декабря 2016 г. URL: <http://tass.ru/tek/3867323>

Юсифов Т.М.
Основные игроки на рынке СПГ к 2040 году

1. СПГ в перспективе до 2035 года станет одним из основных энергетических ресурсов в межрегиональной торговле.

На сегодняшний день природный газ является одним из основных видов углеводородного сырья, играя важную роль в мировой энергетике. Такие глобальные факторы, как рост народонаселения, продолжающаяся урбанизация, и действия направленные на сокращения вредных выбросов в окружающую среду указывают о скором расширении потребления газа.

К 2040 году потребление газа вырастет до 5,3 трлн. м³, что в свою очередь на 60% больше уровня 2010 года [6]. Природный газ будет занимать 25% первичной энергии во всем мире. Основной прирост будет происходить с помощью СПГ, который уже к 2035 превзойдет импорт трубопроводного газа, то есть заменит устойчивую модель, основанную на дорогостоящих и уязвимых трубопроводных проектах, и станет доминирующей формой транспортировки [3].

Также следует отметить, что к 2030 г. число стран-импортеров увеличится до 50, что сделает рынок сжиженного природного газа поистине глобальным, и таким образом к прогнозируемому периоду в структуре международной торговли природным газом доля СПГ достигнет 51% [5].

По прогнозу Энергетического центра Московской школы управления Сколково объем торговли СПГ только к 2030 году достигнет 500 млн. тонн, т.е. 690 млрд. м³.

По мнению "Shell" к этому же времени объем СПГ на мировых рынка достигнет 460 млн. тонн в год (Эквивалентно 635 млрд. м³). Это в два раза больше уровня 2014 года.

ИНЭИ РАН утверждает, что к 2040 году объемы торговли СПГ достигнут 591 млрд. м³.

Для обобщения можно сослаться на доклад "MJMEnergy", который прогнозирует, что к 2035 году объемы на рынке СПГ будут в районе 540-940 млрд. м³.

Ссылаясь на статистические данные, можно сделать вывод о том, что разница лишь в небольших отклонениях, и таким образом можно проследить тренд.

2. Основное потребление СПГ сосредоточится в АТР, так как в этом регионе активный демографический рост, активное экономическое развитие, а самое главное к развитию СПГ подталкивает географическое положение региона.

К 2040 г. 4,59 млрд. человек будет жить в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Это в свою очередь составит 52% от численности населения. В этом регионе сосредоточатся сильнейшие экономики мира, такие как Китай (24% от мирового ВВП) и США (14% от мирового ВВП).

Рейтинг по ВВП (ППС) на 2010 год			Рейтинг по ВВП (ППС) на 2040 год		
		Доля в мировом ВВП в 2010 году			Доля в мировом ВВП в 2040 году
1	ЕС-28	20%	1	Китай	28%
1	США	20%	2	США	14%
2	Китай	15%	2	ЕС-28	11%
3	Япония	6%	3	Индия	11%
4	Индия	6%	4	Япония	3%
5	Германия	4%	5	Бразилия	2%
6	Россия	3%	6	Россия	2%
7	Великобритания	3%	7	Германия	2%
8	Бразилия	3%	8	Великобритания	2%
9	Франция	3%	9	Мексика	2%
10	Италия	2%	10	Франция	2%

Таблица 1. Изменение доли стран в мировом ВВП, Базовый сценарий [6]

По прогнозам EххonMobile, предложение СПГ и его спрос к 2040 году в мире значительно вырастет, он увеличится в три раза. На страны АТР придется половина мирового потребления СПГ против сегодняшних 35%.

Рисунок 1. Межрегиональная торговля газом в 2040 г., Базовый сценарий, млрд. куб. м. [6]

Лидерами роста к этому периоду станут следующие страны: Китай, Индия, Вьетнам, Малайзия, Таиланд – только к 2030 году их потребности в СПГ увеличатся в 8 раз.

По разным прогнозам данный рынок будет разделен между местными и внешними игроками. К местным относятся такие страны, как США (18% доля рынка СПГ к 2035), Австралия (24%), Индонезия и, в перспективе, Китай.

График 1. Мировые поставки СПГ, млрд. ф³/сут. [8]

В свою очередь внешними игроками будут выступать: Катар, Россия и Восточная Африка(21%) [8].

3. Если говорить о Восточной Африке, то данный регион в ближайшие десятилетия способен изменить глобальный энергобаланс с помощью проектов в сфере СПГ, которые будут очень конкурентоспособными на азиатских рынках.

Сам президент компании "TAQA Egypt" Кхалед Абу Бакр утверждает, что шесть из десяти наиболее быстро растущих экономик мира располагаются на Африканском континенте [4].

Вследствие того, что спрос на газ в окружающих странах Восточной Африки практически отсутствует, поставки газа на мировые рынки можно осуществлять только в виде СПГ.

Как раз по этой причине в Мозамбике и Танзании, обладающими большими запасами природного газа: 4,2 трлн. м³ и 1 трлн. м³ соответственно – перспективные проекты СПГ находятся на стадии планирования, реализация которых намечена не раньше 2019 года.

По прогнозам ВР только к 2035 г. поставки СПГ из этого региона увеличатся на 0,34 млрд. м³/сутки.

4. К 2040 г. на долю США будет приходиться 18% от мирового рынка СПГ.

Соединенные Штаты Америки в 2018 г. готовы стать нетто-экспортером газа, годовой экспорт которого к 2040 г. может достигнуть 200 млрд. м³. Об этом говорится в ежегодном прогнозе управления по энергетической информации Минэнерго страны (EIA).

По прогнозам EIA поставки СПГ из США к 2020 году достигнут 82,4 млрд. м³, к 2025 г. будут составлять 104,8 млрд. м³, а к 2040 году их объем будет равным 124,6 млрд. м³. Здесь следует отметить, что значительное увеличение объемов будет достигнуто за счет ввода новых мощностей по производству сжиженного природного газа в 2021 году.

Однако данные результаты выглядят очень оптимистичными в сравнении с прогнозными данными ИНЭИ РАН, в которых к 2040 г. поставки СПГ только со всей Северной Америки составят 70 млрд. м³ в год.

Автором была рассчитана множественная регрессия: $\hat{y} = 406,982 + 1,017x_1 - 0,021x_2$, – которая показывает зависимость мощностей производства СПГ от

экономического роста и инвестиций. В свою очередь скорректированный коэффициент Фишера-Снедекора, который оказался равным больше табличного значения: $F_{cor} = 499,5$ – показал значимость приведенной множественной регрессии, при скорректированном коэффициенте детерминации равным 99,9%.

Согласно предоставленным данным службой экономических исследований Министерства сельского хозяйства США (USDA) о прогнозируемом росте ВВП Соединенных Штатов, а также используя приведенные статистические данные о предполагаемых объемах экспорта СПГ, было установлено, что для удовлетворения прогнозов данному государству необходимо к 2030 г. ввести в эксплуатацию еще как минимум 4 крупных СПГ-завода, помимо тех, которые к 2021 г. будут построены.

Если отметить энергетические и промышленные приоритеты нового президента США, то разработка перспективных проектов и начало их строительства вполне возможны.

Сжиженный природный газ из США также будет конкурентоспособным на рынке стран АТР. Данная возможность у Америки появилась в июне 2016 года благодаря расширению Панамского канала, так как это позволило сократить путь в Северо-Восточную Азию с 34 до 20 дней [7]. В год через этот канал смогут проплывать 550 СПГ-танкеров вместимостью до 170-180 тысяч м³.

С другой стороны некоторые эксперты отрасли отмечают, что поставки из США в Азию даже через обновленный канал – это не самый оптимальный маршрут, ведь транспортировка СПГ по маршруту Сахалин–Токио или транспортировка из Австралии обойдется в разы дешевле.

Также следует отметить еще один ключевой фактор США, влияющий на мировой рынок СПГ. К 2040 г. США, обеспечив полную самодостаточность и снизив зависимость от любых внешних поставщиков, отправляя при этом более 100 млрд. м³ газа в год, сможет гибко реагировать на все изменения мирового рынка СПГ. А это в свою очередь сделает американские спотовые цены неким "потолком" на рынках Тихоокеанского и Атлантического бассейнов [6]. Ведь если уровень начнет превышать этот потолок, США попросту существенно увеличат поставки СПГ на рынок, этим самым сбивая до желательного уровня.

5. Запуск новых мощностей СПГ–проектов на месторождениях Австралии сделает ее основным игроком на рынке СПГ в АТР к 2040 году.

По прогнозам ВР уже к 2035 г. на долю Австралии придется 24% от мирового рынка СПГ.

Для того, чтобы определить возможности достижения этого уровня, автором был проведен аналогичный в случае с США регрессионный анализ: $\hat{y} = -23,779 + 0,213x_1 + 0,028x_2$. Исходя из полученных показателей, таких как скорректированный коэффициент детерминации: $R_{cor}^2 = 98,7\%$, – а также коэффициент Фишера-Снедекора: $F_{cor} = 166,4 > F_t = 19$, – можно сделать вывод, что данная регрессия значима.

Таким образом было выявлено, что для достижения прогнозируемого уровня данной стране будет необходимо ввести в эксплуатацию как минимум 8-10 новых СПГ-проектов, средних и больших мощностей к 2030 году. Половину из таких заводов находится уже на стадии строительства и начнут производство в ближайшие 8 лет. Некоторые перспективные уже разработанные проекты были отменены или отложены по разным причинам: высокая стоимость, излишнее регулирование со стороны государства и многие другие.

Здесь следует отметить, что если удастся возобновить работы по этим СПГ-заводам, а также предложить новые, то данная страна-материк сможет занять первое место на ранке СПГ к 2035 г.

До этого момента перед Австралией стоит другая задача, которая заключается в экспансии на газовом рынке для того, чтобы уже к 2020 г. получить абсолютное лидерство в сегменте СПГ, опередив Катар. Для этого у данного государства есть всё необходимое.

Во-первых, данная страна географически близка к быстрорастущим азиатским рынкам, затем из-за стабильности, как в экономической, так и в политической сфере этот регион становится успешным объектом для привлечения иностранного капитала.

Во-вторых, тот факт, что на данный момент в Австралии разрабатываются новые мощности по сжижению газа, которые уже к 2020 г. увеличат экспорт газа до 75 млн. тонн, показывает перспективность этой отрасли в этом регионе.

Несмотря на все преимущества Австралии, многие эксперты отмечают, что данный регион будет конкурентоспособным только на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона.

Этому поспособствовала высокая себестоимость производства, точнее самая высокая в мире, большое влияние также оказал значительный рост расходов на оплату труда (от 30% до 50%), а так же рухнувшие цены на трубопроводный газ внесли свою лепту. Именно поэтому руководство "Chevron" характеризовало рынок как "вшивый" и сейчас готовится к демпингу [1].

Однако при росте цена на нефть к 2040 г., Австралийских СПГ проектов ждет положительный экономический эффект, который даст гораздо больше возможностей для развития сжижения природного газа и дальнейшего его экспорта, а также сделает этот регион крупным игроком на мировых рынках СПГ.

6. Китай с его шестикратным ростом спроса на газ станет основным драйвером мирового газового рынка [6].

К 2040 г. Китай обеспечит 14% мирового спроса на газ, занимая второе место после США по емкости газового рынка.

Так же следует отметить и сам газовый потенциал данной страны, ведь там находятся огромные запасы сланцевого газа. В итоге к концу рассматриваемого периода, решив все технологические вопросы, на долю Китая по сланцевой газодобыче придется 17%.

Все это говорит о внушающем потенциале Китая в этой сфере нефтегазовой отрасли, который мог бы сделать эту страну одним из основных игроков на рынке СПГ в АТР к 2040 году. Но сославшись на прогнозы ИНЭИ РАН по потреблению и добычи газа (746 млрд. м³ и 400 млрд. м³) в Китае к рассматриваемому периоду, можно сделать вывод, что данный регион будет практически потреблять все, что добывает. По прогнозам к 2035 г. КНР будет импортировать порядка 220 млрд. м³ в год, из них половину – в виде СПГ [2]. И в случае ввода для экспорта мощностей по сжижению газа, можно сделать вывод, что они будут незначительными.

Именно поэтому к 2035 году Китай станет вторым по величине импортером СПГ (12 млрд. ф3/сут.), уступив только Японии (13 млрд. ф3/сут.) [8].

7. Индонезия продолжит оставаться страной в АТР, экспортирующей СПГ в значительной доле. На это повлияло много факторов. Во-первых, Индонезия располагает большими запасами природного газа, которые достигают на сегодняшний день 2,8 трлн. м³.

Во-вторых, там до сих пор разрабатываются новые проекты в сфере СПГ, которые помогают заключать долгосрочные контракты. Например, в мае 2016 г. компания ВР подписала контракт с КЕРСО на поставку до 13 млн. тонн СПГ до 2040 года.

С другой стороны, несмотря на все преимущества, к 2040 г. Индонезия не будет наращивать производство сжиженного природного газа, а наоборот будет увеличивать импорт. Этому способствует активный демографический рост, так как численность населения увеличится до 312, 5 млн. чел., отсюда становится понятно, что будет расти собственное потребление, а новых проектов по вводу мощностей в сфере СПГ не наблюдается.

8. Если говорить о России, то она останется одной из главных стран по производству газа, однако наша страна на рынке СПГ будет сильно уступать Восточной Африке, США и Австралии.

Об этом свидетельствуют многие факты. На сегодняшний день доля России в сфере СПГ составляет менее 5%. Так же следует отметить, что сравнивая наши мощности по сжижению с огромными мощностями трех других регионов, Россия уже сильно отстает от них, так как у РФ сейчас работает только один завод по сжижению – "Сахалин-2", и в стадии строительства находится второй – "Ямал-СПГ". В это же время, будущее других проектов находится в неопределенной стадии. Эти факты дают понимание того, что главной задачей перед Россией является увеличение своей доли на мировом рынке СПГ к 2040 г., в противном случае наша страна будет вытеснена с данного рынка более сильными конкурентами.

Таким образом, существующий мировой региональный энергобаланс существенно изменится к 2035 году. Наиболее крупным к этому периоду станет рынок АТР, а основным энергоресурсом – СПГ, количество экспортеров которого с каждым годом будет нарастать. Именно поэтому для сохранения за собой статуса энергетической державы, Россия должна включиться в острую конкурентную борьбу, в которой основными соперниками станут: США, Австралия и Восточная Африка.

Список литературы:

1. Аналитическая служба "Нефтегазовой Вертикали", Австралийский СПГ против Американского // Нефтегазовая Вертикаль, №9, 2016 г.
2. Андрианов В., Российский СПГ: здесь и сейчас или завтра и там? // Нефтегазовая Вертикаль, №7-8, 2016 г.
3. Андрианов В., СПГ против трубы // Нефтегазовая Вертикаль, №20, 2015 г.
4. Аналитическая служба "Нефтегазовой Вертикали", Мировые рынки газа: Конкуренция крепчает // Нефтегазовая Вертикаль, №3-4, 2016 г.
5. Дуглас Б., Развитие глобального сектора СПГ: новые возможности для России? // СПГ Конгресс 2016, 2016 г.
6. ИНЭИ РАН – Аналитический центр при правительстве России. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. [(Доступ: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/2194.pdf>) 2014 г.]
7. Собко А., Возмутитель спокойствия. Как американский СПГ меняет мировой рынок газа // Oil&Gas Journal Russia, №8, Август 2016 г.
8. BP Energy Outlook to 2035.
[(Доступ: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf>) 28.10.2016 г.]

Индийский рынок СПГ как перспективная площадка своповой торговли для российских компаний

Стремительное падение цен на углеводороды на мировых рынках, коррелирующее с постепенной циклической сменой доминирующих энергоносителей на мировом рынке, а также сложная ситуация, в которой оказались российские компании с точки зрения роста капиталоемкости и пересмотра обязательств по долгосрочным контрактам ставят вопрос об освоении новых энергетических рынков.

В последние десятилетия наблюдается внушительный рост энергетических дисбалансов, сопровождающийся флуктуациями величины спроса на энергоресурсы, что противоречит концепции устойчивого развития.

При этом в прошедшее двадцатилетие (1996-2016гг.) наблюдался внушительный рост ВВП в расчете на кг нефтяного эквивалента: +42,2%.

Рисунок 1. Динамика ВВП в расчете на кг н.э.

Источник: [Расчеты автора по данным World Bank, EIA].

С учетом координации экономического (рост ВВП и его энергоемкости) и демографического (рост населения и душевое энергопотребление) подходов мировой спрос на энергоресурсы с 2013 по 2035 годы увеличится на 37%/ в среднем на 1,4% в год [1].

Экономический и демографический рост ингибируют прогрессивность программы SE4ALL, призванной обеспечить всеобщий доступ к современным энергетическим услугам, нацеленной на повышение энергоэффективности и удвоение доли ВЭИ в глобальной структуре энергоносителей преимущественно к 2030 году. Прогресс данной концепции определяется группами стран «значительного воздействия» и «быстрого продвижения».

Среди стран «значительного воздействия» и, в меньшей степени, «быстрого продвижения» Индия особенно испытывает дефицит доступа к нетвердым видам топлива и электроэнергии (Рис. 2). На январь 2017 года эти показатели составили 947 МБТЕ и 506 МБТЕ соответственно, что объясняется процессами индустриализации и демографического роста: Индия к 2023-2025 гг. значительно обгонит по численности населения Китай, который все же сохранит стабильный прирост населения на 0,7% в год [2]. [Расчеты автора по данным World Bank].

И действительно, Индия, где проживает 18% населения планеты, 20% которых не имеют доступа к электроэнергии, становится в эпицентр мирового энергетического потребления. С позиции ВР, центр тяжести в потреблении энергии решительно перемещается в развивающиеся страны, в частности в Китай, Индию и страны Ближнего

Востока, которые на 31,2% повышают мировой спрос на энергию [1]. Индия выступает сегодня четвертой страной в мире по совокупному потреблению энергоресурсов после Китая, США, России; в частности, занимает 4-е место в мире по объему импорта нефти и СПГ.

Рисунок 2. Обзор ситуации в странах "значительного воздействия" (2010)

Источник:[4].

Официальные лица, определяющие политику на национальном и государственном уровнях, активизируют свои усилия для обеспечения того, чтобы энергетика скорее стимулировала, а не мешала продвижению Индии, пытаясь устранить препятствия для инвестиций в энергоснабжение, одновременно уделяя при этом основное внимание вопросам энергоэффективности и реформам ценообразования. Прекращение регулирования цен на дизельное топливо в конце 2014 года, используя снижение цен на нефть, означает, что все транспортные топлива на нефтяной основе теперь не субсидируются. Уголь, безусловно, является самым важным топливом в энергетическом балансе, однако недавнее климатическое соглашение Индии подчеркнуло приверженность страны растущей роли низкоуглеродных источников энергии с использованием солнечной и ветровой энергий.

Тем не менее, к 2040 году ожидается достижение рекордного уровня потребления нефти на уровне 10 МБ/Д (90% - необходимость в импорте), утроение объема спроса на газ (175 МСМ³), который все же займет относительно небольшую нишу в локальном энергобалансе (8%). Твердая биомасса и, в особенности, древесина – единственные ресурсы, доля которых вряд ли возрастет в долгосрочной перспективе.

Производство нефти и газа значительно уступает росту спроса на углеводороды, в результате чего Индии угрожает «энергетический голод». Необходимость Индии в импорте нефти будет превышать 90% к 2040 году, что требует постоянного контроля в отношении энергетической безопасности [3].

Драйвером колоссально растущего спроса на энергоресурсы является урбанизация: еще 315 миллионов людей, практически население США, к 2040 г. будут проживать в городах, что в значительной степени (3/4 спроса на энергоресурсы определяется населением, проживающим в урбанизированных зонах) активизирует спрос на современные

виды топлива (+42,8% к 2040г.), на строительные материалы (+79% к 2040 г.), увеличение числа единиц наземного транспорта (+46% к 2040г.) [Расчеты автора].

Индийская потребность в новой инфраструктуре стимулирует значительный спрос на «энергозатратные» блага, в то время как возрастающий уровень пользования автомобильным транспортом удерживает транспортный спрос на более крутой восходящей кривой. Наибольшие энергетические издержки фокусируются в секторе индийской промышленности (более 50%). Промышленное использование энергии во многом стимулируется ростом производства стали, цемента, кирпича и др. строительных материалов. Касаемо транспортного сектора, появление 250 млн ед автомобилей, 30 млн грузовиков и фур к 2040г. объясняет 2/3 роста нефтяного спроса Индии, «смягченного» лишь частично топливными стандартами (2,7-2,8%).

Рисунок 3. Локальный энергетический баланс Индии (2013, 2040гг.)

Источник: [1].

Низкие тарифы на использование электроэнергии, технические потери в сети, высокие уровни неплатежей потребителей послужили причиной спада уровня экономического роста компаний после стремительного роста в 2003г., когда произошла законодательная отмена лицензирования и внедрилась система дотаций на привлечение иностранного капитала (См. Рис. 4). В качестве предмета оптимизационной модели

рассматривается общий тренд, определяющийся на 70% ЧДД и 30% уровнем капитализации электроэнергетических компаний с учетом ППС.

Рисунок 4. Экономическое развитие индийских электроэнергетических компаний. Параметры оптимизационной модели: данные PowerGrid, Suzlon Energy и др.

Источник: [Составлено автором].

На самом деле, для оптимизации энергетического рынка Индии (Рис.3) сегодня необходимо 2,8 трлн \$ инвестирования, три четверти от которого идет на модернизацию электрических систем, а оставшиеся 0,8 трлн \$ на повышение энергетической эффективности в целом. Мобилизация расходно-эффективного инвестирования в размере 100 млрд \$ в год остается политической проблемой как на национальном, так и на государственном уровне.

Рисунок 5. Оптимизированная модель экономического роста индийских компаний с учетом указанных объемов инвестирования.

Источник: [Составлено автором].

Большую часть (около 65-67%) в промышленной электрогенерации в Индии занимает уголь, что объясняет антиглобальное расширение доли угля, причем как местной добычи (Рис.6), так и импорта в энергобалансе страны. Помимо этого Индия сегодня делает определенный акцент на развитии атомной энергетики с целью диверсификации высокоуглеродных энергоносителей: до 8% выработки электроэнергии к 2040г. (Рис.7) В этой связи наблюдается и будет наблюдаться активное сотрудничество с ГК «Росатом», например, в сфере строительства энергоблоков АЭС Куданкулам.

Рисунок 6. Основные угольные бассейны и угольная инфраструктура Индии.

Источник:[5].

Рисунок 7. Расширение доли атомной энергетики во времени.

Источник:[5].

Для оценки перспективности атомного рынка Индии был применен матричный системный анализ Ансоффа (Рис.8), который доказал с вероятностью 71-73% успех среднесрочной интеграции ГК «Росатом» на индийский рынок посредством конкурентного технологического преимущества (реакторы типа ВВЭР-1000). Целесообразным является утверждение контрактных соглашений на строительство 6 и 7 энергоблоков на АЭС Куданкулам и развитие новых проектов, несмотря на соответствующий рост OPEX (Рис.9).

Рисунок 8. Матрица Ансоффа: интеграция российских компаний на индийский рынок.

Источник: [Составлено автором].

Рисунок 9. Результаты системного исследования по методу Ансоффа.

Примечания: Захват рынка предполагает потенциальную долю «Газпрома» в развитии рынка, расширение рынка – возможные, но не активизированные проекты «2 очереди», модернизация энергопродукта – внедрение новых присадок компанией RasGas, диверсификация – вероятность использования АИВ за счет отказа от текущих проектов.

Источник: [Составлено автором].

При этом, преследуя цель обеспечения энергетической безопасности, помимо развития локальной электрогенерации Индия увеличивает свою долю в зарубежных проектах с инвестиционным циклом 5-15 лет, например, углеводородных месторождениях Восточной Сибири. В частности, ONGC и GAIL рассчитывают на долю в проекте «Новатэк», Total, CNPC, фонда «Шелковый путь» «Артика СПГ-2», который, однако, не будет «законтрактован» на 100%, в отличие от «Ямал СПГ», определенная доля будет ориентирована на спотовый рынок.

В свою очередь, возрастает доля российских активов на индийском рынке. Своповые операции «Газпрома» и иранской NIGC, открывают новые перспективы торговли СПГ с Индией, ограниченные низкими ценами на нефть и конкурирующими RasGas (Катар) и, в гораздо меньшей степени, проектом Gorgon (Австралия). Полученная на основе динамики спотовой себестоимости СПГ, логистических издержек, колебаний валют и локального индийского спроса корреляционная матрица показывает тесную корреляцию параметров спотовой себестоимости СПГ и валютных колебаний. Уравнение многофакторной регрессии позволило выявить положительный тренд выручки «Газпрома» (2017-2020гг; +7,2%) [Расчеты автора].

Приобретение «Роснефтью» 49% активов Essar Oil открывает синергетические перспективы для торговли нефтью на местном рынке и дальнейшем продвижении на рынки АТР и является нецелесообразным (Рис.10).

Как показывает матрица рисков, существующий российский энергетический потенциал существенно ограничен национальным тарифным регулированием, на 14,2% (2020-2025гг.) [Исследования автора по данным Goldman Sachs, ИНЭИ, МЭА]. При этом снятие «тарифного груза» обеспечит прирост экспорта, но в том числе за счет приобретения иностранного капитала и притока инвестиций, что в конечном счете будет отражать отрицательную

динамику российского ВВП [2].

Рисунок 10. Обобщенная версия системного анализа (SWOT & PEST) приобретения "Роснефтью" активов Essar Oil и анализ перспективности своповой торговли нефтью.

Источник:[Составлено автором].

Исходная матрица доказывает, что существуют внешние угрозы развития своповой торговли нефтью с Индией. COP 21, в ходе которого Индия ратифицировала договор по ограничению эмиссий, выбросов CO₂, как эволюция «Киотских соглашений» может стать новой парадигмой развития мировой энергетики, которая вызовет ограничения со стороны спроса, а следовательно стремительное снижение востребованности и цен на энергоносители на индийском рынке, особенно на нефть, которая во многом определяется биржевыми котировками: 63,4% ТДИЗ могут оказаться невостребованными. [МЭА] Почти пятикратное увеличение объемов использования солнечной энергетики (с 20.000 MW до 100.000 MW к 2022 году) накладывает ограничения на развитие углеводородного рынка Индии, а именно в течение последующих пяти лет можно ожидать 22,7%- сокращение спроса на УВ. При этом общее инвестирование ВИЭ составит 12,7 млрд USD (CAPEX Crossborder Greenfield investments, 2017) [Исследования автора по данным fDI Markets [6]].

Получается, мы встречаемся с неопределенностью: по всем прогнозам доля УВ в национальном энергобалансе должна только расти, к тому же, существует индийское стремление создать углеводородного «супермейджера» с капитализацией в 100 млрд USD, сопоставимой с капитализацией BP (116 млрд USD) [7].

Такая позиция является рациональной с точки зрения экстенсивного, но далеко не интенсивного развития, а именно слабой НИС.

Отдельные элементы информационных технологий в Индии, бесспорно, существуют, но они еще не сложились в полноценный уклад, а представляют собой изолированные анклав в индийской экономической структуре, работая чаще всего в рамках зарубежного аутсорсинга.

Таким образом, сегодня энергетические рынки АТР являются наиболее перспективными, в том числе для российских компаний, и в особенности индийский. Потребность Индии в снижении «энергетического голода» и стремление российских компаний к расширению поля деятельности, к выходу на новые рынки, создают очевидные предпосылки международной энергетической кооперации стран. Не экспорт Россией УВ, а именно своповая торговля СПГ способны обеспечить маржинальную выручку в большей степени, нежели в случае разработки сланцевых и гидратных месторождений, ввиду

оптимальной и наиболее приемлемой для локального спроса ценовой конъюнктуры, а главное, надежности российских компаний, которую они проявили на «старых» рынках, в т.ч. европейском, выполняя четко и в полном объеме свои обязательства по долгосрочным контрактам.

Список использованной литературы

1. BP: Energy Outlook 2035. Доступно по ссылке: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf>
2. ИНЭИ РАН: Прогноз энергетики России и мира до 2040г. Доступно по ссылке: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>
3. BP Statistical Review of World Energy 2016. Доступно по ссылке: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
4. World Bank. Материалы доступны по ссылке: <http://www.worldbank.org>
5. IEA. Материалы доступны по ссылке: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/IndiaEnergyOutlook_WEO2015.pdf
6. FDI Markets. Доступно по ссылке: <https://www.fdimarkets.com>
7. 'India eyes merger of state-controlled oil&gas groups', Financial Times. Ссылка: <https://www.ft.com/content/18d1fd5a-e914-11e6-893c-082c54a7f539>

Раздел III. Перестройка мировых энергетических рынков

Григорьева Е.О.

Создание хаба по торговле газом в азиатском регионе

1. Роль природного газа для стран азиатского региона

Несмотря на тот факт, что доля природного газа в энергобалансе региона невелика (11%), Восточная Азия – крупнейший рынок сбыта данного ресурса.²⁷ Согласно отчету компании ВР на Азию приходится пятая часть мирового потребления природного газа и 71% импорта СПГ. Причем, такие страны, как Япония, Южная Корея, Тайвань и Сингапур практически полностью покрывают потребности в данном ресурсе за счет импорта.²⁸

По мнению экспертов, рынки стран Азии достигли уровня зрелости, и существенное увеличение потребления не ожидается.²⁹ Согласно исследованию Института Энергетических Исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН) рост спроса на природный газ в регионе будет обеспечен, в основном, за счет развивающихся стран азиатского региона³⁰. Прежде всего, речь идет не о Китае в связи с ростом собственной добычей за рубежом, а об Индии.

Рисунок 1. Спрос на природный газ по регионам мира для трех сценариев

Источник: ИНЭИ РАН, Прогноз 2016, с.114

2. Необходимость создания хаба по торговле газом

Необходимо отметить, что стремление азиатских государств обеспечить надежность и бесперебойность поставок ресурсов, а также желание производителей получить отдачу от инвестиций в инфраструктуру привели к тому, что на данный момент большинство газовых

²⁷ BP Statistical review of world energy, 2016

²⁸ BP Statistical review of world energy, 2016

²⁹ Джинсок Сун. Либерализация газовых рынков и образования газовых хабов Восточной Азии: эволюция и путь к зрелому газовому рынку? // Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции. – М: ИМЭМО РАН, 2017 – 192с.

³⁰ Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Мировой // ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ. – Москва, 2016. – 200 с.

сделок осуществляется по долгосрочным контрактам. При этом, в качестве привязки используется средняя цена импортируемой в Японию нефти (JCC). Однако нефтяная привязка не может отразить конкурентную цену газа, формируемую под воздействием колебаний спроса и предложения.³¹

Более того, при высокой зависимости от импорта природного газа потенциальная нестабильность поставок становится одним из главных рисков для энергетической безопасности региона. По данным причинам азиатский регион характеризуется более высокой стоимостью реализации природного газа.³²

По мнению автора, создание хаба по торговле газом – естественная стадия развития азиатского рынка природного газа в связи с ростом объемов потребления и торговли данным ресурсом.

Согласно прогнозу ИНЭИ РАН рынок СПГ становится «рынком покупателя», который должен оказаться в выигрыше при условии отсутствия долгосрочных соглашений. Так, развитие спотовой торговли на региональном хабе позволит азиатским потребителям систематически получать экологичный ресурс по конкурентным ценам.

Эффективная работа хаба по торговле газом требует наличия развитой инфраструктуры, равного доступа к ней для всех участников рынка, а также отсутствия контрактных ограничений, препятствующих свободному обращению газовых потоков.³³

На роль потенциального газового хаба подходят Япония, Сингапур и Китай.

3. Потенциальные газовые хабы

Таблица 1

Общая информация о потенциальных хабах^{34,35}

	Сингапур	Япония	Китай
1	2	3	4
Торговая площадка	Сингапурская биржа (SGX)	Японская внебиржевая торговая площадка (JOE)	Шанхайская нефтяная и газовая биржа (SHPGX)
Ценовой индикатор торговли	SLInG (SGX LNG Index Group)	Daily Pricing Index	-
Инструменты торговли	Фьючерсы и свопы с привязкой SLInG	Беспоставочные форварды	-
Физическая инфра-структура	Один терминал, выполняющий функции приема, хранения, отгрузки, регазификации СПГ. В течение 2015 года были увеличены мощности по хранению на 260 м ³ , а также по загрузке.	Более 30 СПГ-терминалов, различающихся по функциям. В 2015 году были введены в эксплуатацию 2 СПГ-терминала: Хачинохе СПГ (1,4 млрд. м ³ /год, разработанная QX в Ниппон масло), и Син-сендай (1,1 млрд м ³ /год, Тохоку Электрик.) В стадии строительства находится	14 СПГ-терминалов, различающихся по функциям, в том числе один плавучий (FSRU); 7 СПГ-терминалов находятся в стадии строительства

³¹ Архипов Н., Миронова И. Конкуренции не избежать // Нефть России. – 2015. - №7-8

³² Стерн Д. Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее // Экономический журнал ВШЭ. – 2015. - №3

³³ Миронова И. Перспективы развития рынка природного газа в АТР: стратегические и институциональные аспекты // Уральское востоковедение. – 2015. - №9

³⁴ Developing a natural gas trading hub in Asia: obstacles and opportunities // OECD/IEA. – 2013

³⁴ Развитие конкуренции на газовых рынках // Аналитический Центр при Правительстве РФ. – 2016.

³⁵ The LNG industry // GIIGNL Annual Report. – 2016.

		СПГ-терминал Сомы СПГ (1 млн. т/год – 2018 год)	
Общие мощности по хранению, млрд. м ³	0,54	17,813	5,315
Общие мощности по отгрузке, млрд. м ³ /год	7,8	271,1	55,7
Планы	Строительство четвертого дополнительного хранилища СПГ; расширение мощности до 11 млн. т/год; создание производственной линии по загрузке СПГ в автоцистерны.	Открытие доступа к СПГ-терминалам для третьих сторон; развитие СПГ и трубопроводной инфраструктуры.	Значительное расширение трубопроводной и СПГ-инфраструктуры; поэтапное открытие доступа к СПГ-терминалам для третьих сторон.

3.1.1. Сингапур

В октябре 2016 года Международное Энергетическое Агентство (МЭА) заявило о том, что Сингапур является наиболее перспективной точкой для формирования хаба регионального значения. Неотъемлемым преимуществом Сингапура является его географическое положение: во-первых, государство расположено на пути следования танкеров из Ближнего Востока в страны АТР, во-вторых, на территории Сингапура проходят стратегические для стран АСЕАН газопроводы.

Более того, газовый рынок Сингапура либерализован: оптовые цены не подлежат государственному регулированию, все участники рынка имеют равный доступ к инфраструктуре.

Еще в 2009 году компанией the Singapore LNG Corporation Pte. Ltd. (SLNG) был создан терминал по приему СПГ.³⁶ В 2010 году было объявлено о создании третьего резервуара для хранения, благодаря чему его мощности по хранению удвоились (4,1 млрд м³ в 2010 году и 8,2 – в 2014 году). Данная мера увеличила мощности терминала по реэкспорту СПГ, что позволит Сингапуру обслуживать азиатский рынок, если это потребуется.

Еще в начале 2000-х годов торговая деятельность была отделена от транспортировки. Импортом газа занимается компания Gas Supply Ltd., реализацией газа - City Gas Ltd. Singapore Power контролирует газораспределительные сети.

В целом, Сингапур, с растущим спросом на природные ресурсы, их диверсифицированным предложением, развитой инфраструктурой и выгодным географическим положением представляет собой одно из наиболее привлекательных мест для создания хаба по торговле газом.

3.1.2. Япония

Япония может составить конкуренцию Сингапуру. Япония – исторический лидер по потреблению природного газа среди стран Азии – обладает развитой СПГ-инфраструктурой. Однако трубопроводная сеть Японии связывает каждый терминал по приему СПГ с конкретным потребителем, что не позволяет диверсифицировать потоки ресурса.

³⁶ Developing a natural gas trading hub in Asia: obstacles and opportunities // OECD/IEA. – 2013

Некоторое количество СПГ отправляется на вспомогательные терминалы СПГ для улучшения локального распределения газа. Однако такая система делает местными компании зависимыми от деятельности нескольких компаний-импортеров СПГ.

Согласно стратегии развития рынка СПГ в Японии Министерства экономики, торговли и промышленности к 2020 году планируется создание международного газового хаба. Для этого Япония проводит либерализацию рынка газа: если сегодня в Японии транспортировка природного газа и инфраструктура по его распределению (в том числе и СПГ-инфраструктура) находятся под контролем вертикально-интегрированных государственных и частных компаний, то в 2017 году должны быть пересмотрены лицензии для различных категорий предприятий, также должен быть обеспечен доступ третьих лиц к терминалам СПГ. К 2022 году планируется разделение сектора услуг передачи газа между тремя главными компаниями.³⁷ Также в рамках либерализации внутреннего рынка было принято решение о том, что доля каждого экспортера СПГ в Японию не может превышать 10% от общего объема импорта Японией.

Необходимо отметить, что на фоне возврата в эксплуатацию АЭС Японии, размер ее потребления может замедлиться. Также Япония наращивает угольную генерацию (4,3 ГВт находятся в стадии строительства).³⁸

Также Япония предпринимает ряд попыток для снижения цен на СПГ. Так, на пример, В марте 2017 г. японская Jera Co. (СП Tokyo Electric Power Co. и Chubu Electric Power Co.), Korea Gas Corp. и China National Offshore Oil Corp. договорились о возможностях сотрудничества по совместной закупке, транспортировке и хранению СПГ. Главная цель сотрудничества – давление на экспортеров СПГ с целью отмены условия о географической привязке импорта.³⁹

В целом, Япония может стать доминирующим газовым хабом Азии за счет уже имеющихся объемов торговли при условии либерализации внутреннего рынка, увеличения конкуренции и увеличения газопроводных сетей.

3.1.3. Китай

Китай может рассматриваться в качестве одного из перспективных мест для создания газового хаба с учетом формирования новых импортных каналов и приоритетов экологической политики. Однако на практике КНР увеличивает мощности в угольной генерации. Так, по данным на 2017 год на стадии строительства находились мощности в 146 ГВт.⁴⁰

В 2015 году была создана Шанхайская нефтяная и газовая биржа, где ведется торговля трубопроводным газом и СПГ среди национальных компаний. В целом, можно сказать, что возможность создания газового хаба в КНР ограничена: необходимо провести демонополизацию экономики (так, CNPC является доминирующим игроком в сегменте транспортировки газа и владеет 80% трубопроводной сети; сегмент передачи газа находится на начальном этапе приватизации), ослабление государственного регулирования. В таком ключе, создание торговой площадки в Шанхае – скорее шаг к реформированию внутреннего рынка, чем к созданию газового хаба.

³⁷ Джинсок Сун. Либерализация газовых рынков и образования газовых хабов Восточной Азии: эволюция и путь к зрелому газовому рынку? // Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции. – М: ИМЭМО РАН, 2017 – 192с.

³⁸ Жуков С.В. Перспективы спроса на природный газ в экспортерах промышленных изделий АТР // Совместный семинар форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН и Российского Газового общества, 2017

³⁹ Жуков С.В. Перспективы спроса на природный газ в экспортерах промышленных изделий АТР // Совместный семинар форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН и Российского Газового общества, 2017

⁴⁰ Жуков С.В. Перспективы спроса на природный газ в экспортерах промышленных изделий АТР // Совместный семинар форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН и Российского Газового общества, 2017

Более того, добыча Китая за рубежом и импорт растут. Начало поставок из Средней Азии обеспечило доминирование трубопроводного газа в импорте.⁴¹

Рисунок 2. Поставки газа в Китай

Источник: Дребенцов В.В. China's changing energy landscape // Совместный семинар форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН и Российского Газового общества, 2017

4. Выводы

Подводя общую черту, можно сказать, что азиатский регион традиционно выступал в качестве крупнейшего рынка сбыта природного газа. Однако, стремясь обеспечить энергетическую безопасность региона, государства заключали долгосрочные контракты, цена которых в большей степени зависела от цены на нефть и курсов валют, чем отражала реальную ситуацию на рынке газа.

Выходом из данной ситуации может стать создание регионального хаба по торговле СПГ. Ожидается рост объема спотовых торгов СПГ как следствие перенасыщенности мирового рынка и больших объемов ликвидности, поставляемой по FOB-контрактам из США и Австралии.

Сегодня на роль потенциального газового хаба претендуют Сингапур, Япония и Китай. Последние две страны имеют большие импорты природного газа, но их рынки нуждаются в либерализации. К тому же, Китай активно наращивает объемы собственной добычи за рубежом, а Япония – принимает ряд других попыток для снижения цен на газ.

Сингапур является наиболее перспективным местом для размещения хаба: его рынок полностью либерализован, он обладает развитой инфраструктурой и финансовой системой. К тому же, Сингапур может противопоставить конкурентам более выгодное географическое положение.

⁴¹ Кулагин. В.А. Перспективы развития газового рынка АТР в условиях конкуренции и позиции российского газа// Совместный семинар форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН и Российского Газового общества, 2017

Список использованной литературы

1. Архипов Н., Миронова И. Конкуренции не избежать // Нефть России. – 2015. - №7-8;
2. Джинсок Сун. Либерализация газовых рынков и образования газовых хабов Восточной Азии: эволюция и путь к зрелому газовому рынку? // Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции. – М: ИМЭМО РАН, 2017 – 192с.;
3. Жуков С.В. Перспективы спроса на природный газ в экспортерах промышленных изделий АТР // Совместный семинар форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН и Российского Газового общества, 2017;
4. Кулагин В.А. Перспективы развития газового рынка АТР в условиях конкуренции и позиции российского газа// Совместный семинар форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН и Российского Газового общества, 2017;
5. Миронова И. Перспективы развития рынка природного газа в АТР: стратегические и институциональные аспекты // Уральское востоковедение. – 2015. - №9;
6. Стерн Д. Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее // Экономический журнал ВШЭ. – 2015. - №3;
7. Международное сотрудничество: путь в Индию. Формирование газовых хабов в Азии // Аналитический Центр при Правительстве РФ. – 2016. Электронный ресурс URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/10617.pdf>;
8. Развитие конкуренции на газовых рынках // Аналитический Центр при Правительстве РФ. – 2016. Электронный ресурс URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/9458.pdf>;
9. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Мировой // ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ. – Москва, 2016. – 200 с.
10. BP Statistical Review of World Energy. – 2016. Электронный ресурс URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>;
11. Developing a natural gas trading hub in Asia: obstacles and opportunities // OECD/IEA. – 2013. Электронный ресурс URL: http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/Developing%20a%20Natural%20Gas%20Trading%20Hub%20in%20Asia.pdf;
12. The LNG industry // GIIGNL Annual Report. – 2016. Электронный ресурс URL: http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2016_annual_report.pdf

1. Начало экспорта американского СПГ из континентальной части США в 2016 году

Исторический запуск экспортного терминала СПГ в континентальной части США состоялся в феврале 2016 года и стал первым СПГ-проектом, привязанным по стоимости к Henry Hub – американскому хабу природного газа. Когда в 2012 году было принято окончательное инвестиционное решение по строительству Sabine Pass СПГ, ожидалось, что американский сжиженный природный газ сможет не только снизить стоимость на импорт СПГ, но одновременно заменит доминирующий на азиатско-тихоокеанском рынке дорогостоящий СПГ, ввиду разницы цен между СПГ с привязкой к стоимости на сырую нефть и более дешевым СПГ, индексируемым к Henry Hub. Для экспортеров период между 2010-2014 гг. стал временем расцвета международного рынка СПГ с рекордно высокими ценами и быстро растущим спросом, во многом благодаря Китаю, утвердившемуся в роли лидера мировой экономики, и Японии, где потребность в СПГ резко возросла после аварии на АЭС Фукусима-1 в марте 2011 года.⁴² Тем не менее, с июля 2014 года цены на сырую нефть начали стремительно падать, обеспечив тем самым снижение стоимости СПГ с привязкой к сырой нефти. Более того, ко всеобщему удивлению, в 2015 году упал и спрос на СПГ в Японии, Южной Корее и Китае, трех крупнейших импортерах, несмотря на ожидания дальнейшего роста потребления СПГ.⁴³ В дополнение к этому, в 2015 году в Австралии было запущено большое число новых экспортных объектов СПГ. Также ожидается, что до 2019 года США, Австралия и Россия введут в эксплуатацию еще больше СПГ терминалов. Таким образом, первый американский континентальный СПГ терминал Sabine Pass начал свою работу в феврале 2016 в не самых благоприятных рыночных условиях.

Рисунок 1. Годовая стоимость импорта СПГ в Японии и Корее

⁴² А.А.Конопляник-Джинсок Сун, «Есть ли шансы у американский СПГ?», Нефть России, май-июнь, 2016

⁴³ «The LNG Industry» GHGNL

Цена СИФ в Японии – Цена на Сабин Пасс СПГ in Японии и Ю.Корее

Рисунок 2. Ценовая-конкурентоспособность американского СПГ в АТР в 2016 г. (\$/млн.БТЕ)⁴⁴

Общие годовые затраты на импорт СПГ в Японии и Южной Корее выросли с 39 млрд. долларов в Японии и 17 млрд. долларов в Корее в 2010 году до 74 и 31 млрд. долларов в 2014 году соответственно. В период с 2010 по 2014 гг. общая стоимость импорта СПГ в Японию подскочила на 90%, в Корее – на 82%.⁴⁵ В 2014 году Япония зафиксировала свой наихудший ежегодный торговый дефицит, ставший результатом полного отказа от ядерной энергетики после катастрофы на АЭС Фукусима-1. Стране с низким уровнем добываемой энергии пришлось увеличить импорт ископаемого топлива в качестве замены. В 2014 году разрыв между импортом и экспортом установил рекордную отметку.⁴⁶ Привлекательные высокие цены на СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе и скорость роста этого рынка побудили страны с избыточным производством газа и экспортеров СПГ, включая США, присоединиться к гонке за раздел этого пирога. СПГ проекты суммарной производственной мощности более 100 млн. т/год СПГ приняли окончательное инвестиционное решение в период между 2011-2015 гг., в том числе 62 млн. т/год американского СПГ и более 50 млн. т/год австралийского СПГ в 2010-2014 гг..⁴⁷

⁴⁴ Расчет автора на базе данных World Bank и EIA

⁴⁵ Таможенная дата Японии и Кореи

⁴⁶ <https://www.ft.com/content/2abd6144-8760-11e3-ba87-00144feab7de>

⁴⁷ «LNG Industry» GHGNL

2. Направление и цена Сабин Пасс СПГ в 2016 г.

Таблица 1.

Пункт направления и цена Сабин Пасс СПГ в 2016 г. ⁴⁸				
Дата	Страна	Цена на ФОБ Сабин Пасс СПГ (1)	Цена на Генри Хаб на NYMEX(2)	(Цена ФОБ) - (Генри Хаб*1.15) (3)
2/24/2016	Бразилия	\$3.35	1.99	1.06
3/15/2016	Индия	\$ 3.77	1.73	1.78
3/26/2016	Бразилия	\$ 3.62	1.73	1.63
3/28/2016	О.А.Э	\$ 3.95	1.73	1.96
4/8/2016	Аргентина	\$ 4.10	1.92	1.89
4/15/2016	Португалия	\$ 3.41	1.92	1.20
4/25/2016	Аргентина	\$ 3.87	1.92	1.66
5/10/2016	Кувейт	\$ 3.12	1.92	0.91
5/16/2016	Чили	\$ 4.54	1.92	2.33
5/26/2016	Чили	\$ 4.54	1.92	2.33
6/3/2016	Аргентина	\$ 4.51	2.59	1.53
6/10/2016	Аргентина	\$ 4.51	2.59	1.53
6/13/2016	Аргентина	\$ 4.51	2.59	1.53
6/23/2016	Индия	\$ 4.51	2.59	1.53
6/10/2016	Чили	\$ 4.51	2.59	1.53
6/20/2016	Чили	\$ 4.51	2.59	1.53
7/1/2016	Испания	\$ 4.51	2.82	1.26
7/14/2016	Чили	\$ 5.60	2.82	2.35
7/18/2016	Йордания	\$ 5.60	2.82	2.35
7/20/2016	Китай	\$ 5.60	2.82	2.35
7/29/2016	Чили	\$ 5.60	2.82	2.35
8/4/2016	Чили	\$ 5.32	2.82	2.07
8/6/2016	Аргентина	\$ 4.32	2.82	1.07
8/6/2016	Бразилия	\$ 4.32	2.82	1.07
8/10/2016	Чили	\$5.32	2.82	2.07
8/14/2016	Бразилия	\$ 5.11	2.82	1.86
8/18/2016	Республика Доминика	\$ 5.20	2.82	1.95
8/20/2016	Чили	\$5.32	2.82	2.07
8/23/2016	Мексика	\$ 4.23	2.82	0.98
8/30/2016	Индия	\$ 4.74	2.82	1.49

⁴⁸ «Annual LNG Report» Департамент Энергетики США, EIA

9/1/2016	Кувейт	\$ 5.32	2.99	1.88
9/9/2016	Турция	\$ 6.28	2.99	2.84
9/4/2016	Индия	\$ 4.73	2.99	1.29
9/11/2016	Иордания	\$ 5.53	2.99	2.09
9/25/2016	Мексика	\$ 5.53	2.99	2.09
10/9/2016	Иордания	\$3.40	2.98	0.02

Таблица 1 показывает цены FOB на СПГ Sabine Pass в 2016 году после запуска 1-ой технической линии в феврале того же года. Фиксированная цена для долгосрочного покупателя Sabine Pass СПГ составляет \$2,25-3/млн.БТЕ.⁴⁹ В последнем столбце таблицы показано, что выручка от реализации СПГ ниже, чем постоянные издержки (цена FOB минус Генри Хаб). Из-за снижения мировых цен на СПГ, экспортеры СПГ зарабатывают меньше, чем ожидалось. За исключением 7 грузов в Чили, Иорданию, Китай и Турцию, цены FOB не покрывают фиксированные расходы, выплачиваемые оператору терминала (Sabine Pass СПГ) (таблица 1). Это означает, что большинство экспортных грузов было продано в качестве спотового сжиженного природного газа. Когда грузы приобретаются долгосрочным покупателем, он может быть вынужден продавать СПГ в пункте назначения ниже их цены FOB, которую он выплачивает оператору терминала Sabine Pass, если цена CIF в пункте назначения ниже цены (FOB Sabine Pass + стоимость транспортировки). Можно сделать вывод, что более низкая цена на нефть укрепила конкурентоспособность СПГ с привязкой к стоимости сырой нефти. Ожидается, что американский СПГ расширит свою долю на мировом рынке, но с меньшими доходами, нежели предполагалось ранее. Возможно, экспортерам придется продавать СПГ по цене ниже, чем себестоимость за сжижения плюс стоимость транспортировки. Конкурентоспособность американского СПГ в Европе и Азии уменьшилась по сравнению с другими существующими экспортерами СПГ и экспортерами трубопроводного газа. В результате увеличившейся конкуренции на рынках в выигрыше оказались только потребители.

Рисунок 3. цена на американский СПГ в сравнении с ценами на газовых рынках Японии и Европы.

⁴⁹ Cherniere Energy

3. Заключение

Изначально идея экспорта СПГ из США была встречена с большими ожиданиями и энтузиазмом, однако после резкого падения цен на сырую нефть энтузиазм поубавился. Операторы СПГ проектов в США имеют гарантированный доход, благодаря годовой фиксированной платы, уплаченной экспортеров СПГ. Поэтому ценовой риск для операторов СПГ в США не столь значителен, как это может показаться. По мере приближения запуска первого проекта по производству СПГ в континентальной части США ценовое преимущество американского СПГ снизилось. С июля 2014 года цены на сырую нефть упали примерно на 50%, в результате чего стоимость СПГ с привязкой к цене на нефть сократилась пропорционально. Очевидно, что в отношении СПГ больше неопределенности, нежели оптимизма. Наиболее заметное влияние на мировой рынок, которое оказал запуск американского СПГ связано отнюдь не с введением нового механизма ценообразования по Henry Hub в условиях текущей рыночной конъюнктуры. Скорее, это избыточное предложение на рынке, которое ожидается в результате запуска больших объемов СПГ в течение короткого периода времени, учитывая австралийские проекты СПГ. Новые объемы СПГ из США и Австралии обеспечат покупателям более разнообразные источники закупок и усилят ценовую конкуренцию. В 2016 году Sabine Pass СПГ не осуществляла поставки на основные азиатские и европейские рынки, а именно на японский, корейский и северо-западный европейский рынок, поскольку эти рынки обеспечивали более низкие нэт-бэк, по сравнению с рынками Латинской Америки и Южной Европы. В зависимости от динамики цен на нефть и Henry Hub, сложившаяся ситуация может измениться. Для изучения растущего глобального спроса на СПГ и расширения списка потенциальных клиентов потребуются дополнительные исследования влияния новых поставщиков СПГ, ориентированных не только на азиатские и европейские рынки, но и на другие развивающиеся рынки.

Перспективы развития рынка природного газа Китая

В настоящее время экономика и энергетический сектор Китая подвержены существенным изменениям. Прогнозы долгосрочных темпов экономического роста за последние два года снизились с 8,5% до 6,5% в год, что стало одной из причин ухудшения конъюнктуры на мировых сырьевых рынках. Резко снизились темпы прироста потребления первичной энергии, а потребление угля в 2014 году и вовсе стабилизировалось впервые с 90-х годов. Но темп прироста потребления газа превышает темп экономического роста (рисунок 1), и доля газа в энергобалансе продолжает активно расти (рисунок 2), что обуславливает актуальность данной статьи.

Рисунок 1. Изменение добычи природного газа и ежегодные темпы роста в Китае с 1980 по 2013 год.

Источник: U.S. Energy Information Administration, International Energy Statistics.

Традиционно энергетика КНР опиралась на уголь, из которого в 2013 году было получено 84% всего электричества. Однако, такая практика привела к сильнейшему загрязнению воздуха в стране. По имеющимся оценкам, количество преждевременных смертей от продуктов сгорания угля достигает здесь сотен тысяч в год. Помимо этого на государство ложится необходимость оплачивать лечение болезней дыхательных путей ещё миллионам пациентов. Из-за всего этого угольная энергетика приводит к существенным проблемам не только в области экологии, но и в экономическом плане. Поэтому Коммунистическая партия Китая с 2013 года планомерно снижает потребление данного вида топлива. Главным средством замещения угля считается солнечная, ветровая энергия, газ, а также гидроэнергия и атом.

Рисунок 2. Энергобаланс Китая в 2015 г. (левый рисунок) и в 2040 г. (правый рисунок) .
Источник: составлено автором.

Современная промышленность по добыче природного газа Китая развивалась позже, чем нефтяная. В течение последних двух десятилетий 20-го века, она была еще на первоначальном этапе развития. До 2006 г. Китай удовлетворял рост спроса относительно дешевым собственным газом. Но в 2007 г. Китай стал чистым импортером газа, а в 2013 г. с помощью импорта он удовлетворял уже 32% своих потребностей в газе. При этом импортируемый газ становился дороже, его стоимость выросла вместе с ценами на нефть. По мнению аналитиков, в конечном счете спрос на газ будет определяться его ценой, так как у Китая есть много альтернатив, конкурирующих по цене с импортируемым газом. Главная из них - тот же уголь.

Особо стоит отметить изменение извлекаемых запасов. Из вновь выявленных и доказанных запасов природного газа, доля газа плотных песков (tightsandgas) постепенно увеличивается, в то время как качество резервов уменьшается. Кроме того, объем производства увеличивается с каждым годом, однако, ежегодный темп роста остаточных запасов извлекаемого газа уменьшился в целом. Таким образом, тенденция к снижению остаточных извлекаемых запасов газа стала очевидной в начале 21 - го века.

Считается, на основе тенденции изменения запасов природного газа и производства, что индустрия добычи природного газа Китая уже демонстрирует признаки перехода от юности к зрелости, и темпы её роста, таким образом, замедляются.

Успех революции сланцевого газа США создал сильный резонанс в Китае, где в последствие была проведена первая общенациональная оценка ресурсов газа сланца. В марте 2012 года Китай опубликовал «план развития сланцевой газовой отрасли (2011-2015 годы)» (далее по тексту «Плана»). План подчеркивает необходимость «заложить прочную основу для содействия быстрому развитию добычи сланцевого газа в период 13-й пятилетки "путем проведения исследований и оценок потенциальных ресурсов, создания системы технических стандартов и промышленной политики"»⁵⁰.

За последние годы Китай предпринял конкретные действия в разработке сланцевого газа, которые включают в себя исследования темного сланца различных типов. В отличие от

⁵⁰ Dawei Zhang//The current state in China of shale gas exploration and development, and external cooperation//Int Pet Econ, 21 (7) (2013), pp. 47–52.

США, в китайском нефтегазовом секторе нет тысяч независимых предприятий, жестко конкурирующих между собой, что позволяет органично увеличивать добычу газа. Китай зависит от государственных предприятий, у которых сейчас недостаточно опыта. Поэтому задачи, связанные с правами на разведку, геологическими исследованиями, адаптацией под особенности страны технологий разведки и бурения и даже сбора качественной статистики вызывают сложности. По данным Reuters, после первых попыток провести геологическую разведку Китай вдвое снизил цель по добыче сланцевого газа к 2020 г. до 30 млрд куб.

Рынок газа в Китае, который в 2010 году стал мировым лидером в потреблении энергоресурсов, опередив США, развивается высокими темпами. Но доля газа в энергобалансе страны по-прежнему ничтожна (чуть больше 5%). Более того, вплоть до 2009 года более 90% внутренних потребностей обеспечивалось за счет собственной добычи. Но уже по итогам 2012 г. доля импорта почти достигла 25%. При этом КНР сумела за счет договоренностей в Средней Азии и развития инфраструктуры по приему СПГ обеспечить сбалансированный поток импорта трубопроводного и сжиженного газа на рынок. Высокая доля собственной добычи газа, с одной стороны, позволяла держать на внутреннем рынке низкие регулируемые цены, а с другой, значительно ограничивала возможности по развитию потребления за счет импорта. В настоящее время газовый рынок Китая обладает рядом характерных особенностей, к числу которых следует отнести: во-первых, неравномерное распределение газовых ресурсов между непосредственными центрами их потребления и добычи. Так, например, к концу 2012 г. всего 5 провинций Китая (Хэйлунцзян, Сычуань, Шэньси, Цинхай и Синьцзян) могли считаться самодостаточными в плане обеспечения своих потребностей в природном газе, и даже были в состоянии его экспортировать, тогда как добыча газового сырья производилась в 21 из 32 провинции страны. При этом обозначенные провинции-экспортеры территориально значительно удалены от наиболее крупных потребителей природного газа, расположенных вдоль прибрежных районов; во-вторых, наличие у различных провинций различных подходов и шаблонов к распределению имеющихся газовых ресурсов. Так, к примеру, 2 провинции (Шэньси и Сычуань), являющиеся крупнейшими производителями газа, являются также его крупнейшими потребителями. При этом, в различных провинциях в значительной степени различается и доля природного газа в обеспечении деятельности промышленных предприятий, хозяйственных субъектов, тепловых магистралей и других объектов. Помимо промышленности можно выделить три основных направления перехода с угля на газ для производства энергии, а именно, ликвидация малоэффективных угольных котлов небольшой мощности, газификация жилищного сектора (использование газа для приготовления пищи и нагрева воды), а также замена угольной электроэнергии на газовые. Отмечая рост потребления газа в жилищном секторе в большинстве провинций Китая в совокупности с растущей тенденцией к урбанизации страны, исследование обращает внимание на тот факт, что потребление природного газа будет расти ускоренными темпами, а именно в стабильно развивающихся прибрежных провинциях КНР.

Сейчас правительство Китая начало эксперимент по либерализации цен на газ на внутреннем рынке в нескольких провинциях, привязав их к стоимости дизельного топлива. Впоследствии экспериментальная модель может быть распространена на всю страну, что сделает китайский рынок более привлекательным для экспортеров газа. В то же время политика Китая состоит в том, чтобы участвовать во всей цепочке поставок газа на свой рынок, включая проекты по добыче, строительству транзитных трубопроводов и заводов по производству СПГ. Эту тактику китайцы использовали при реализации проектов поставок из Средней Азии, из Мьянмы, а также проектов по сжижению в Австралии и России (завод «Ямал СПГ»).

По оценкам китайских геологов, страна обладает значительным потенциалом роста добычи газа и можно рассчитывать на хорошую результативность будущих поисково-

разведочных работ. Сотрудничество в сфере ТЭК входит в приоритеты КНР и России и в значительной степени определяет благоприятное развитие двусторонних отношений между странами в последние годы. Это связано с рядом экономических и внешнеполитических факторов, и прежде всего с совпадением стратегических интересов по многим проблемам мировой экономики и политики. Кроме того, история дружественного взаимодействия КНР и России в различных сферах жизни, включая и экономическую, насчитывают не одно десятилетие. Долгосрочное стратегическое партнерство между странами основано на «Совместной Декларации КНР и РФ о международном порядке в 21 веке» 2005 года, в которой энергетический фактор укрепляет материальную базу такого сотрудничества. В контексте взаимоотношений РФ и Китая необходимо упомянуть про проект "Сила Сибири" и "Сила Сибири-2". Контракт на поставку в Китай до 38 млрд куб. м газа в год на 30 лет за \$400 млрд «Газпром» и CNPC подписали в мае 2014 г. Поставки по газопроводу «Сила Сибири» предполагается начать в 2019 г., ресурсной базой для них станут Чаяндинское и Ковыктинское месторождения «Газпрома». Строительство "Силы Сибири" началось, но идет с большими задержками. Сейчас говорят, что поставки начнутся не раньше 2021 года, но это тоже вызывает сомнения. Разработка Чаяндинского месторождения идет с большим отставанием. Так что у "Силы Сибири" сомнительные перспективы.⁵¹ Цена газа по формуле, о которой договорились, меньше, чем себестоимость его добычи и транспортировки. Если верить тому же инвестиционному обоснованию, окупаемость проекта по чистому доходу превышает 16 лет, а по чистому дисконтированному доходу проект не окупается даже с прицелом на 2048 г. Кроме того, Китай отказался кредитовать этот проект. По мнению многих экспертов, "Сила Сибири" не имеет экономического обоснования, так как Китай сводит свой газовый баланс и без российского газа, у него достаточно газа из Средней Азии, сжиженного природного газа, своей добычи, газа из Мьянмы, а для России это гигантские необоснованные затраты; проект имеет скорее политическое нежели экономическое значение. Западный маршрут предусматривает поставку 30 млрд куб. м по трубопроводу из Ямало-Ненецкого автономного округа через Алтайский край на северо-запад Китая в течение 30 лет. Для этой цели предусматривается строительство трубопровода «Алтай» (или «Сила Сибири-2») в уже существующем транспортном коридоре из Западной Сибири до Новосибирска с последующим продолжением до российско-китайской границы. Однако контракт на поставку топлива до сих пор не заключен. В мае прошлого года «Газпром» и CNPC лишь подписали соглашение об основных условиях поставок газа в Китай по западному маршруту с месторождений в Западной Сибири. Однако, нынешняя ситуация в китайской экономике также вынуждает сомневаться в столь стремительных темпах роста потребления газа и в необходимости данных проектов.

Помимо вопроса движения в направлении либерализации можно выделить вопрос интеграции рынка, то есть фактического усиления трансграничных связей между национальными газовыми рынками в регионе. Ключом к интеграции может стать формирование газового хаба. Из всех стран Азиатско-Тихоокеанского региона только Китай имеет диверсифицированные источники импорта (трубопроводные поставки из Центральной Азии и стран Юго-Восточной Азии, будущий импорт из России, а также текущий импорт СПГ), значительные объемы собственной добычи и возможность их увеличения за счет разработки нетрадиционных месторождений. В Китае на протяжении последних лет проводится реформа ценообразования на газ, которая привела к повышению средних цен на данный вид топлива в стране. Повышение цен в свою очередь способствует 1) повышению рентабельности собственной добычи и 2) возникновению некоторых свободных объемов газа, сбыт которых компанией CNPC по принципу аукциона дает толчок развитию биржевой торговли, что впоследствии может привести к формированию газового хаба.

⁵¹ Третьяков П., Папченкова М., Терентьева А. «Газпром» не получит аванса по контракту с CNPC, «Силу Сибири» построят на заемные деньги. - 10.11.2014.

В системе ценообразования прослеживаются признаки регулирования уровня цен, несмотря на переход к принципу нетбэк. Тем не менее в 2014 г. в связи с повысившимися в результате реформы ценами, снизились объемы продаж газа в ряде провинций, в том числе в северо-западных провинциях Хэйлунцзян и Цзилинь. По оценкам экономистов компании CNPC, по результатам 2014 г. на северо-востоке страны неотобранными должны были остаться 50–60 млрд. куб. м газа. Для реализации избыточных объемов CNPC совместно с Дунбэйской товарной биржей обсуждает запуск пилотной платформы для спотовых продаж сетевого газа. Работа платформы будет координироваться компанией CNPC. С учетом того, что в проекте также наблюдается только один поставщик, на начальной стадии платформа будет скорее не торговой, а аукционного типа. Таким образом, реформа ценообразования, с одной стороны, не позволила полностью уйти от регулируемых цен, но, с другой, по мере повышения уровня цен создала условия формирования торговых площадок для реализации неотобранных объемов газа. Товарная биржа Нинбо в 2013 г. запустила первый для Китая форвардный СПГ - контракт. Шанхайская топливная биржа планирует запуск фьючерсного рынка СПГ, что может быть достаточно привлекательно для участников с учетом регулирования Шанхайской зоны свободной торговли. В 2012 г. на этой бирже уже была запущена платформа для спотовой торговли СПГ. Ключевой проблемой Китая является отсутствие доступа третьих сторон к трубопроводной системе, что подрывает доверие участников рынка к формируемым ценам на хабе, а значит их использование в качестве справочных цен на региональном рынке проблематично. Формирование газового рынка с системой доступа третьих сторон к инфраструктуре – процесс длительный и в лучшем случае может быть реализован в среднесрочной перспективе.

Кроме того, Китай вводит три новые зоны свободной торговли, которые совпадают с крупнейшими точками импорта СПГ: Тяньцзинь (город между Пекином и побережьем Бохайского залива); Фуцзянь (провинция, нацеленная на торговлю с Тайванем), а также Гуандун, соседствующий с Гонконгом. Это сигнализирует о намерениях более активного включения в региональные торговые процессы. Таким образом, данная политика может отразиться и на перспективах биржевой торговли газом и формирования хабов в стране.

Менее, чем за десятилетие Китай превратился в одного из крупнейших мировых рынков газа и стал крупным импортером СПГ. Часть поставок газа обеспечивается внутренней добычей, часть – импортируется в страну по трубопроводам и через СПГ - терминалы. Ускорение развития газовой отрасли является приоритетной стратегической задачей китайского правительства на предстоящие 10–20 лет, тем более что ресурсная база отрасли достаточно велика. Государственный совет призвал к созданию восьми новых производственных баз природного газа к 2020 году, каждая из которых способна производить 10 млрд. кубометров газа в год. В дополнение к обычной добыче природного газа, Китай хочет производить 30 миллиардов кубических метров сланцевого газа и метана угольных пластов (Coal bed methane - CMB) в год к 2020 году. Доля угля в энергопотреблении Китая снизится с 65,9% в 2014 году до 52,5% к 2040 году. Данные, приведенные Управлением энергетической информации США показывают, что за прошедшие пять лет в Китае было построено более 600 скважин для добычи сланцевого газа, в 2015 году среднесуточная добыча составила 500 млн. кубических футов. В будущем добыча сланцевого газа в Китае будет продолжать расти, к 2040 году среднесуточная добыча превысит 20 млрд. кубических футов, доля от общего объема производства природного газа в Китае превысит 40%, страна станет вторым по величине в мире производителем сланцевого газа, уступая лишь США.⁵²

Согласно базовому сценарию Energy Information Administration, к 2040 году потребление газа в Китае утроится, и российский трубопроводный газ займёт 7.4%

⁵² China unveils energy strategy, targets for 2020. - 2014.

китайского газового рынка. Доля трубопроводного газа из Средней Азии составит 13.1% и СПГ из разных стран, включая Россию, - 21.7% (рисунок 3). Сценарий предполагает, что к 2040 г спрос на газ составит около 600 млрд. кубометров в год, и что газопровод "Сила Сибири" будет ежегодно поставлять 38 млрд. куб. м. Газопровод "Алтай" ("Сила Сибири - 2") в данном сценарии отсутствует.

Рисунок 3. Структура импорта и собственной добычи газа в Китае до 2040 г.
Источник: EIA.

Как из видно из прогноза, к 2040 г. Китай планирует обеспечить спрос на газ на 58% за счет собственной добычи и на 42% за счет импорта из за рубежа.

Существует несколько сценариев дальнейшего развития импорта газа в Китай, включая как приоритет трубопроводного газа или, наоборот, СПГ, а также соотношение 50 на 50. Однако, константой во всех сценариях является, во-первых, увеличение трубопроводного импорта из Туркменистана до 65 млрд. куб. м к 2035 г.; во-вторых, импорт 10 млрд. куб. м по трубопроводу через Мьянму; в-третьих, импорт по трубопроводу «Сила Сибири» из России 40 млрд. куб. м.⁵³ Кроме того США начали экспортировать сжиженный природный газ в Китай, но конкурировать с российским СПГ, который дешевле, будет сложно. Поставки СПГ из Северной Америки на рынок Китая стали дешевле после расширения Панамского канала. Столь значительно увеличить проходимость стало возможно за счет открытия третьей линии шлюзов. Поставка из США в КНР даже через обновленный Панамский канал не самый оптимальный маршрут. Панамский канал не слишком приспособлен для спотовой торговли, разрешение для прохода судов нужно бронировать заранее – в отличие от Суэцкого канала. Ждать существенного увеличения поставок по этому маршруту не стоит. Транспортировка СПГ по маршруту Сахалин – Токио обходится почти вчетверо дешевле. Американский СПГ не создаст рисков для российского газа в регионе, считают аналитики. Вся продукция действующего СПГ «Сахалин-2» «Газпрома» и практически вся строящегося «Ямал СПГ» «Новатэка» законтрактована. Себестоимость этого газа ниже, чем у производителей в США. Российский СПГ будет

⁵³ ИМЭМО РАН// Китай: модель импорта природного газа (июнь 2016 г.)//Базовый сценарий импорта природного газа Китая до 2040 г.

конкурентоспособен при текущих ценах на нефть и ниже.

В заключении следует отметить, что к наиболее важным драйверам роста потребления природного газа в китайских провинциях следует относить наличие газодобывающих производств, развитой инфраструктуры, а также газоемких производств. В качестве дополнительного фактора следует учитывать реализуемую официальными властями политики на снижение выбросов SO₂, NO₂ и CO₂. Однако при этом, отмечается, что отсутствие свежих статистических данных (наиболее полные статистические сборники датируются 2012 г.) не позволяет в полной мере составить полноценную картину потребления и потребности в природном газе на уровне отдельных провинций. Тем не менее, эксперты прогнозируют, что вне зависимости от изменений и трансформаций китайской экономики, связанных со снижением значимости энергоемких отраслей во внешнеторговом балансе и повышением роли сервисных услуг, потенциал применения природного газа в обеспечении потребностей жилищного сектора и электроэнергетики формирует достаточные основания для последующего роста потребления природного газа в Китае.

В связи с проведением реформы ценообразования на газ средний уровень цен на данный вид топлива вырос, однако, это способствует росту собственной рентабельной добычи, а также возникновению некоторых свободных объемов газа, сбыт которых дает толчок развитию биржевой торговли, что впоследствии может привести к формированию газового хаба, а следовательно и к интеграции газового рынка.

Необходимо также понимать, что на территории Китая находятся в основном нетрадиционные газовые месторождения, разработка которых сложна, что говорит о необходимости импорта газа в страну. Аналитики представляют несколько сценариев дальнейшего развития импорта в КНР, во-первых, приоритет трубопроводного газа, во-вторых, приоритет СПГ, в-третьих, соотношение 50 на 50 (50% трубопроводный газ, 50% СПГ). При имеющихся на настоящее время данных о добыче, потреблении и импорте газа, аналитики прогнозируют, что доля собственной добычи составит 58% к 2040 г. Доля импорта в 42% будет достигнута за счет увеличения трубопроводного импорта из Туркменистана до 65 млрд. куб. м., импорта 10 млрд. куб. м по трубопроводу через Мьянму, а также импорта по трубопроводу "Сила Сибири" из России 40 млрд. куб. м. Сотрудничество России и Китая, связанное с проектом "Сила Сибири" оценивается неоднозначно. Многие эксперты утверждают, что данный проект не имеет экономического обоснования. Окупаемость трубопровода по чистому доходу превышает 16 лет, а по чистому дисконтированному доходу проект не окупается даже с прицелом на 2048 г. Однако, согласно базовому сценарию Energy Information Administration, российский трубопроводный газ займёт 7.4% китайского газового рынка к 2040 г.

Резюмируя все выше сказанное, стоит отметить, что развитие газового рынка КНР является стратегически важной целью для страны. Однако, скорость и масштабы развития во многом зависят от уровня цен на данный вид топлива. При условии капитальных вложений и инвестиций в развитие газовой отрасли, можно ожидать увеличение доли газа в энергобалансе КНР. Россия же в условиях санкций и потери рынков сбыта газа заинтересована в развитии китайской газовой отрасли, а в частности проекта "Сила Сибири".

Список использованной литературы

1. China unveils energy strategy, targets for 2020. - 2014. [Электронный ресурс]: URL: http://news.xinhuanet.com/english/china/2014-11/19/c_133801014.htm. Дата обращения: 10.02.2017.

2. Dawei Zhang. The current state in China of shale gas exploration and development, and external cooperation. Int Pet Econ - 21.07.2013. - 47–52 с.

3. Shannon Tiezzi. In New Plan, China Eyes 2020 Energy Cap. - 20.10.2014. [Электронный ресурс]: URL: <http://thediplomat.com/2014/11/in-new-plan-china-eyes-2020-energy-cap/>. Дата обращения: 26.02.2017.
4. Wang Haibo. Status and prospects of China's natural gas market. - 2014. [Электронный ресурс]: URL: <https://eneken.ieej.or.jp/data/5818.pdf>. Дата обращения: 20.02.2017.
5. Zhang Kang. Natural gas supply-demand situation and prospect in China - 01.10.2014. - 103-112 с. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352854014000151>. Дата обращения: 01.03.2017.
6. ИМЭМО РАН. [Электронный ресурс]: URL: http://www.imemo.ru/energyeconomics/index.php?page_id=1128.
7. Кальзие Ф. Работа на перспективу: зачем нужна «Сила Сибири», когда замедляется Китай.-2016. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.rbc.ru/opinions/economics/28/01/2016/56a9ed9d9a7947b56b673d8>. Дата обращения: 20.02.2017.
8. Мартынов П. Китайские аналитики оценили перспективы российского экспорта газа в Поднебесную как неплохие: спрос будет расти. - 2016. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.nakanune.ru/news/2016/2/4/22426823/#sthash.i6nNkiyK.dpuf>. Дата обращения: 20.02.2017.
9. Миронова И. Перспективы развития рынка природного газа в АТР: стратегические и институциональные аспекты. - 2015.
10. Равал А. Китай испытывает проблемы с развитием газовой отрасли. - 2014. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2014/08/07/kitaj-ispytyvaet-problemy-s-razvitiem-gazovoj-otrasli>. Дата обращения: 20.02.2017.
11. Третьяков П., Папченкова М., Терентьева А. «Газпром» не получит аванса по контракту с CNPC, «Силу Сибири» построят на заемные деньги. - 10.11.2014. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2014/11/10/u-millera-i-sechina-odni-i-te-zhe-dengi>. Дата обращения: 26.02.2017.

Положение в секторе трудноизвлекаемой нефти в США после снижения цен на нефть

Несмотря на то, что трудноизвлекаемая нефть является сравнительно «молодым» ресурсом – активное наращивание добычи нефти на американских сланцевых формациях началось в 2008 г. – сектор неконвенциональных углеводородов в США уже прошел как период высокой ценовой конъюнктуры, который способствовал его ускоренному развитию, так и период снижения нефтяных котировок и их стабилизации на пониженном уровне, а также начало их постепенного восстановления после достижения соглашения странами ОПЕК и не-ОПЕК об ограничении добычи нефти, по крайней мере, в первом полугодии 2017 г. Целью настоящей статьи является оценить состояние сектора трудноизвлекаемой нефти в США после снижения цен на нефть.

Положение в секторе трудноизвлекаемой нефти в США в период понижательного ценового цикла 2014–2016 гг.

Снижение цен на нефть и их стабилизация на пониженном уровне, наблюдавшиеся на мировом нефтяном рынке с июля 2014 г. вплоть до конца 2016 г., стало четвертым эпизодом, когда цены на нефть за год сократились более чем на 30% (рисунок 1).

Рисунок 1. Динамика цены на нефть в 1960–2015 гг.

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016.

Несмотря на то, что цена WTI снизилась к февралю 2016 г. по сравнению с июнем 2014 г. более чем на 70%, сектор неконвенциональных углеводородов продемонстрировал большую устойчивость к снижению нефтяных котировок, чем это предполагалось ранее. Так, добыча нефти на американских низкопроницаемых формациях начала снижаться со значительным временным лагом по сравнению с резким снижением нефтяных котировок, а также по абсолютным объемам сократилась в меньшей степени, чем это предполагалось. По оценкам Администрации энергетической информации на базе статистики, агрегируемой на уровне штатов, добыча трудноизвлекаемой нефти в США не сокращалась вплоть до начала 2015 г., а в декабре 2016 г. снизилась до минимального уровня после начала понижательного ценового цикла – 4,13 млн. баррелей в день, что на 11% ниже пикового уровня марта 2015 г. (рисунок 2).

Рисунок 2. Динамика добычи трудноизвлекаемой нефти в США (млн. баррелей в день) и цены WTI (долл. за баррель) в июне 2014–феврале 2017 гг.

Источник: Администрация энергетической информации министерства энергетики США.

Более быструю реакцию на снижение нефтяных цен продемонстрировала динамика числа активных нефтяных буровых установок. Так, число активных нефтяных буровых установок в США начало снижаться уже в октябре 2014 г. (рисунок 3). Коэффициент корреляции между натуральными логарифмами темпов роста цены WTI и темпов роста числа активных нефтяных буровых установок с лагом в два месяца в июле 2014–декабре 2016 гг. составил 0,6 (рисунок 4).

Рисунок 3. Динамика числа активных нефтяных буровых установок в США и цены WTI (долл. за баррель) в июне 2014–феврале 2017 гг.

Источники: Baker Hughes и Администрация энергетической информации министерства энергетики США.

Рисунок 4. Корреляция динамики цены WTI и динамики числа активных нефтяных буровых установок в США с лагом в два месяца в июле 2014–декабре 2016 гг.

Источники: Baker Hughes и Администрация энергетической информации министерства энергетики США.

О высокой устойчивости сектора неконвенциональных углеводородов в США к снижению нефтяных цен свидетельствует также тот факт, что массовых банкротств в отрасли не произошло. По оценкам юридической компании Haynes and Boone, в 2015–2016 гг. в США потерпели банкротство 96 компаний в секторе геологоразведки и добычи. В январе 2017 г. дефолт объявили еще 6 компаний. При этом пик банкротств пришелся на апрель–май 2016 г.⁵⁴ (рисунок 5). Объем накопленной задолженности объявивших дефолт в 2015–2017 гг. американских компаний в секторе геологоразведки и добычи составил 78 млрд. долларов⁵⁵.

Факторы поддержания устойчивости добычи трудноизвлекаемой нефти в США

По оценкам консалтинговой компании Rystad Energy, «цена безубыточности» добычи трудноизвлекаемой нефти в среднем по США в 2016 г. снизилась на 46% по сравнению с 2014 г.⁵⁶ Несмотря на значительную ответную реакцию числа активных буровых установок на ценовую динамику, рост эффективности бурения за счет перехода в наиболее продуктивные участки пласта и постоянного сокращения производственных издержек, в том числе затрат на нефтесервисные услуги, а также поддержка со стороны финансового сектора повысили устойчивость сектора трудноизвлекаемой нефти в США к снижению нефтяных котировок.

О росте эффективности бурения свидетельствует постоянный, хотя и замедляющийся с февраля 2016 г., рост такого показателя, как добыча нефти из новых скважин на семи основных сланцевых формациях США в расчете на одну буровую установку. В феврале 2017 г. этот показатель составил 663 баррелей в день (рисунок 5).

⁵⁴ Об ужесточении условий кредитования американских нефтегазовых компаний в ходе редетерминации кредитных линий весной 2016 г. см.: Жуков, С.В., Золина, С.А. США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти [Текст] / С.В. Жуков, С.А. Золина // Мировая экономика и международные отношения. – 2016. – Т. 60. – № 11. – С. 14-24.

⁵⁵ Haynes and Boone, LLP. Oil Patch Bankruptcy Monitor. February 20, 2017. PP. 7–10.

⁵⁶ Permian Midland Review: Acreage high grading and breakeven prices. Available at: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/UsArchive/shale-newsletter-march-2017> (accessed 05.05.2017).

Рисунок 5. Добыча нефти из новых скважин в среднем на семи основных сланцевых формациях США в расчете на одну буровую установку в январе 2007–феврале 2017 гг.

Источник: Администрация энергетической информации министерства энергетики США.

При этом стоит отметить, что, оценивая снижение «цены безубыточности» добычи трудноизвлекаемой нефти, стоит учитывать, что оно происходит не только за счет качественных технологических прорывов, но и перехода добывающих компаний в наиболее продуктивные участки пласта, так называемые «sweet spots». Наиболее привлекательной американской сланцевой формацией в период снижения цен на нефть стал плей Permian, который продемонстрировал наибольшую устойчивость к пониженному ценовому циклу и наибольшее снижение «цены безубыточности» добычи на 49% с 71 долл. за баррель в 2014 г. до 36 долл. за баррель в 2016 г. на участке формации Permian Midland⁵⁷. По данным Baker Hughes, в феврале 2017 г. на формации Permian действовали 274 нефтяные горизонтальные и направленные буровые установки – половина всех активных нефтяных горизонтальных и направленных буровых установок в США.

Важным фактором поддержания устойчивости сектора трудноизвлекаемой нефти в США стало снижение цен на нефтесервисные услуги вслед за снижением нефтяных котировок и падением спроса на услуги сервисных компаний.

Отдельно стоит отметить роль такого фактора, как поддержка со стороны финансовых рынков. Так, по оценкам IHS Markit, доход 52 североамериканских компаний в секторе геологоразведки и добычи от хеджирования составил в 2015 г. 16 млрд. долларов, в то время как в 2016 г. по предварительным данным – 8 млрд. долларов⁵⁸. Таким образом, поддержка со стороны финансовых рынков в период высокой ценовой конъюнктуры 2010–2014 гг. позволила ускорить развитие сектора неконвенциональных углеводородов в США, а в период стабилизации нефтяных котировок на пониженном уровне – остаться на плаву.

⁵⁷ Permian Midland Review: Acreage high grading and breakeven prices. Op.Cit.

⁵⁸ North American E&P companies wager big, hedging 24% of 2017 production. Available at: <http://www.worldoil.com/news/2017/1/10/north-american-ep-companies-wager-big-hedging-24-of-2017-production> (accessed 05.05.2017).

Список литературы

1. Администрация энергетической информации министерства энергетики США – <https://www.eia.gov/>
2. Жуков, С.В., Золина, С.А. США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти [Текст] / С.В. Жуков, С.А. Золина // Мировая экономика и международные отношения. – 2016. – Т. 60. – № 11. – С. 14-24.
3. Baker Hughes - <https://www.bakerhughes.com/>
4. BP Statistical Review of World Energy 2016.
5. Haynes and Boone, LLP. Oil Patch Bankruptcy Monitor. February 20, 2017.
6. North American E&P companies wager big, hedging 24% of 2017 production. Available at: <http://www.worldoil.com/news/2017/1/10/north-american-ep-companies-wager-big-hedging-24-of-2017-production> (accessed 05.05.2017).
7. Permian Midland Review: Acreage high grading and breakeven prices. Available at: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/UsArchive/shale-newsletter-march-2017> (accessed 05.05.2017).
8. US shale oil rebound shakes OPEC. Available at: <http://blogs.platts.com/2017/04/26/us-shale-oil-rebound-shakes-opec/> (accessed 05.05.2017).

Крупнейшие мировые нефтегазовые компании: ребалансировка портфеля проектов по добыче

Во второй половине текущего десятилетия на мировом рынке нефти сформировались новые мощные тенденции⁵⁹:

- во-первых, на стороне предложения наблюдается изобилие предложения нефти;
- во-вторых, сектор трудноизвлекаемой нефти в США продемонстрировал высокую устойчивость к низкой цене нефти и способность к быстрому наращиванию добычи при росте нефтяных котировок⁶⁰;
- в-третьих, цена нефти стабилизировалась в коридоре 50–60 долл. за баррель в среднесрочном периоде (рисунок 1);

Рисунок 1. Динамика цены нефти Brent в 1990–2020 гг.; 2017–2020 гг. – прогноз Мирового банка.

Источники: составлено по данным международной статистики.

- в-четвертых, ощутимо повысился риск так называемых «запертых запасов» или «углеродного пузыря несжигаемых запасов» углеводородов.

Ведущие мировые частные нефтегазовые компании начали и продолжают быстро ребалансировать портфели добычных проектов, учитывая влияние этих и смежных факторов⁶¹. В частности:

- супермейджеры повысили долю сланцевых активов в структуре своих углеводородных запасов;

⁵⁹ Трансформация мирового рынка нефти /под ред. С.В. Жукова – М.: ИМЭМО РАН, 2016. — 300 с.

⁶⁰ Подробно феномен устойчивости добычи трудноизвлекаемой нефти в США проанализирован в: Иванов Н.А. Американская сланцевая революция и ее влияние на мировой нефтяной рынок / Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции // Отв. ред. Жуков С.В. – М. ИМЭМО РАН, 2017. – 192 с.; Жуков С.В., Золина С.А. США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти / Мировая экономика и международные отношения. – 2016. – Т. 60. – № 11. – С. 14-24.

⁶¹ Опыт адаптации супермейджеров к императивам новой структуры мирового рынка нефти рассмотрен в: http://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2016/13122016/1%2003_Kopytin.pdf и http://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2017/27022017/Kopytin_27022017.pdf

- крупнейшие нефтегазовые компании массово выходят из проектов разработки битуминозных песчаников в Канаде;
- компании начали переоценивать привлекательность работы со средними и некрупными по размеру месторождениями конвенциональной нефти.

Ребалансировка портфелей добычных проектов позволяет компаниям лучше подстраиваться под колебания мировых цен на нефть. При этом в случае перехода цены нефти в более высокий коридор некоторые отмеченные тенденции могут быть быстро и легко развернуты назад. Так, в любой момент супермейджеры способны вернуться в проекты канадских битуминозных песчаников.

Оперативная ребалансировка портфелей супермейджерами, которую может себе позволить далеко не всякая нефтегазовая компания,шний раз подчеркивает решающую роль технологий в качестве главного фактора конкурентоспособности.

Наряду с этим возрастающую роль в поддержании глобальной конкурентоспособности играет гибкий и комплексный риск–менеджмент, позволяющий крупнейшим частным нефтяным компаниям эффективно управлять потоками инвестиций.

Администрация Трампа: перспективы корректировки закона Додда-Франка

Закон Додда-Франка «О реформе Уолл Стрит и защите потребителей» был принят в США еще в июле 2010 г. в качестве реакции на мировой финансовый кризис 2008/2009 гг. Однако в силу масштаба нововведений имплементация рамочных положений закона в виде конкретных подзаконных актов растянулась на несколько лет. Хотя на сегодняшний день еще не все нормативы финализированы, а из уже принятых ограничений многие еще не вступили в полную силу, уже очевидно, что закон существенным образом трансформирует систему регулятивного надзора за финансовым рынком, включая встроенный в него рынок нефтяных производных финансовых инструментов. При этом влияние закона распространяется даже за пределы американской финансовой системы, т.к. часть положений закона будут применяться экстерриториально.

С приходом к власти администрации Д.Трампа появились вероятность того, что процесс ужесточения регулирования финансового рынка в США может быть в некоторой степени повернут вспять. Во время своей избирательной кампании Д. Трамп неоднократно высказывался за полную отмену закона Додда-Франка, так как, по его мнению, новые требования и ограничения слишком обременительны для бизнеса и наносит вред экономике. Хотя приняты Конгрессом США закон не может быть отменен указом Президента, Администрация уже предпринимает первые шаги в этом направлении – в феврале 2017 г. Д.Трамп распорядился провести новое рассмотрение закона Додда-Франка.

Учитывая, что большинство положений закона Додда-Франка уже реализованы, его полный демонтаж крайне маловероятен. Тем не менее, под политическим давлением отдельные положения закона или, что не менее важно, правоприменительная практика, могут быть несколько ослаблены. Тем более что сегодня большинство в обеих палатах Конгресса США контролируют представители республиканской партии, которые традиционно выступают за сокращение регулятивной нагрузки на бизнес.

В состав Комиссии по торговле сырьевыми фьючерсами (CFTC), в компетенции которой входит имплементация большинства положений закона Додда-Франка, относящихся к рынку сырьевых деривативов, входят пять комиссионеров, которые назначаются Президентом по рекомендации и с одобрения Сената. Председатель также выбирается Президентом с одобрения Сената. При этом из одной политической партии в составе CFTC могут находиться не более трех комиссионеров. Закон Додда-Франка принимался и основной массив положений разрабатывался в то время, когда трое комиссионеров, в т.ч. председатель комиссии, были демократами (Gary Gensler, Michael Dunn и Bart Chilton). При этом члены комиссии из республиканской партии (Jill E. Sommers и Scott D. O'Malia) регулярно выступали за принятие ограничений в более мягкой форме.

Д.Трамп после вступления в должность назначил председателем CFTC республиканца J. Christopher Giancarlo. Последний до этого 13 лет был исполнительным вице-президентом GFI Group – крупной брокерской компании на внебиржевом рынке, обслуживающей крупных институциональных клиентов (банки, страховые компании, инвестиционные фонды).

Хотя выводы делать еще преждевременно, мы считаем, что нормы закона Додда-Франка, относящиеся к рынку нефтяных деривативов, скорее всего, существенно ослаблены не будут. Закон затрагивает рынки нефти и нефтяных деривативов по трем направлениям – регулирование внебиржевого рынка своповых контрактов, ограничение спекулятивных операций банков с производными финансовыми инструментами и лимиты на объем открытых позиций отдельных на биржевом и внебиржевом рынке.

Основные положения закона Додда-Франка в части регулирования рынка **внебиржевых своповых контрактов** вряд ли будут отменены. Тот факт, что ранее эта сфера не только напрямую не регулировалась (даже термина своп в законодательстве не было), но и была абсолютно непрозрачна даже для регуляторов, по-прежнему рассматривается как основная причина накопления избыточного системного риска в экономике, что придало финансовому кризису 2008/2009 гг. лавинообразный характер. Своповые контракты являются относительно молодым продуктом финансового инжиниринга, особенно применительно к рынку сырьевых товаров, и изначально подпадали под юрисдикцию законов, написанных для традиционных инструментов – ценных бумаг и фьючерсных контрактов. В 2000 г. специальным законом эта коллизия была устранена, но нового регулирования специально для этих инструментов создано не было. CFTC была наделена лишь функциями по регулированию деятельности отдельных дилеров на рынке внебиржевых инструментов на базе стандартных принципов безопасности и надежности, но не рынка в целом.

Закон Додда-Франка устраняет этот пробел в законодательстве. В частности, закон переводит торговлю стандартизируемыми внебиржевыми свопами на специальные своповые торговые площадки, вводит обязательный клиринг для таких инструментов и обязывает крупных участников рынка раскрывать информацию обо всех заключенных внебиржевых сделках.

Серьезные ограничения накладываются на деятельность **банков**. Регуляторы преследуют цель изолировать классическую коммерческую деятельность банков от высокорискованных операций на финансовых рынках. Уже с июля 2015 г. так называемое правило Волкера запрещает банкам, участвующим в системе страхования депозитов населения, осуществлять спекулятивные операции за счет собственных средств с целью извлечения прибыли от краткосрочных ценовых колебаний. Также банкам запрещается инвестировать в хедж-фонды и другие инвестиционные фонды средства в размере, превышающем 3% капитала 1-го уровня.

ФРС США в апреле 2017 г. оштрафовала Deutsche Bank за несоответствие нормам правила Волкера на 19,7 млн. долл., что свидетельствует о жесткости позиции регуляторов в отношении этих ограничений⁶². Несмотря на заявления, Администрации Д.Трампа будет крайне тяжело отменить или существенно ослабить уже вступившее в силу правило Волкера.

Закон о **лимитах на позиции** ограничивает совокупный размер открытых позиций, которые один участник рынка может держать по фьючерсам и свопам на сырьевые деривативы, в т.ч. фьючерсные контракты на нефть. Однако участникам рынка до сих пор удавалось успешно сопротивляться ее введению. CFTC утвердила финальную версию этого законопроекта еще в октябре 2011 г., однако в 2012 г. суд отменил его вступление в силу. Затем эта норма неоднократно модифицировалась при взаимодействии с участниками рынка, последняя предварительная версия закона была опубликована в декабре 2016 г.

Мы считаем, что с учетом изменения политического вектора после прихода администрации Д.Трампа возрастает вероятность, что этот закон будет принят в более мягкой форме, чем его первоначальная редакция. Более того, в связи со снижением цен на нефть сократился и «общественный запрос» на ограничение спекулятивной активности на рынке нефтяных фьючерсов, которую многие рассматривали как один из основных факторов роста цен на нефть в 2008 г. Вслед за снижением нефтяных котировок розничная цена на бензин в США к концу 2016 г. опустились до 2,4 долл. за галлон, что соответствует уровню 2005 г. (рисунок 1).

⁶² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-04-20/deutsche-bank-fined-157-million-by-fed-over-chat-rooms-volcker>

Рисунок 1. Динамика цен на нефть и бензин в США, 2000–2016 гг.

Источник: Администрация энергетической информации министерства энергетики США.

В целом, ужесточение регулирования рынка нефтяных деривативов существенно повышает издержки участников рынка на проведение операций с этими инструментами, включая сделки по хеджированию ценовых рисков продавцами и потребителями нефти и нефтепродуктов. Учитывая, что хеджирование ценовых рисков для многих американских производителей трудноизвлекаемой нефти является необходимостью, эти издержки в конечном итоге перекладываются в цену нефти. Если администрации Д.Трампа удастся существенно ослабить регулятивную нагрузку на отрасль, в текущих рыночных условиях это окажет понижающее давление на нефтяные котировки, т.к. облегчит производителям трудноизвлекаемой нефти хеджирование ценовых рисков. Однако на настоящий момент мы оцениваем вероятность такого развития событий как невысокую.

Роль США в формировании мирового рынка природного газа

В последнее десятилетие значение газа в мировом энергобалансе неуклонно растет. Преимущества газа перед другими источниками энергии неоспоримы: экологичность (сравнительно меньший, чем у других ископаемых топлив, объем выбросов парниковых газов в атмосферу) и энергоемкость (в сравнении с углем и новыми возобновляемыми источниками энергии). Однако нельзя сказать, что в настоящее время существует мировой рынок газа. Основными препятствиями для формирования мирового рынка газа являются:

- Отсутствие универсального механизма формирования цены на газ. В различных регионах мира действует разные механизмы формирования цены: спотовый биржевой рынок (США, Канада, Великобритания, некоторые страны континентальной Европы); долгосрочные контракты, в которых цена на газ с определенным лагом привязана к корзине цен на нефть и нефтепродуктов (континентальная Европа, рыночные страны АТР); административный (Китай, Россия, Иран, Саудовская Аравия).
- Инфраструктурные ограничения. Строительство транспортной инфраструктуры весьма дорого, цепочка производства и реализации сниженного природного газа (СПГ) длиннее, чем реализации нефти. Для доставки потребителям трубопроводного газа необходимо строительство дорогостоящих газопроводов. Это требует дополнительных инвестиций, что повышает общие издержки использования природного газа в качестве источника энергии.
- Разные страны и регионы находятся на различных этапах формирования газовых рынков, что затрудняет процесс их интеграции в единое целое.

В настоящее время существуют три основных региональных рынка природного газа: газовый рынок Северной Америки, Европейский газовый рынок и рынок газа АТР.

Фактически рынок природного газа, если под рынком понимать экономический комплекс, развитие которого определяется спросом, предложением и биржевым механизмом ценообразования, существует только в Северной Америке (США и Канада). Ключевым игроком этого рынка, конечно, являются США и американские компании.

Данная статья в существенной мере опирается на работу Копытина И. А., Масленникова А. О., Синицына М. В. «США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии» под редакцией д.э.н С. В. Жукова и к.э.н. В. В. Тация.

Благодаря ряду факторов в США сформировался эффективный рынок природного газа. В первую очередь, этому способствовало жесткое государственное регулирование, направленное не только на запреты, но и на увеличение конкуренции на рынке. В основе американского газового рынка лежит развитая и географически диверсифицированная газотранспортная система (ГТС), поэтому именно с регулирования этого сегмента началось создание рынка.

США являются крупнейшим производителем и потребителем природного газа в мире, поэтому развитая ГТС является не условием, а необходимостью для экономики США.

Государственное регулирование межштатовских газопроводов имеет длительную историю. Именно оно внесло значительный вклад в формирование газового рынка страны, который имел несколько этапов в своем развитии. Можно выделить следующие законы:

1. Закон о природном газе от 1938 года. Данный закон постановил, что регулированием рынком природного газа будет заниматься Федеральная энергетическая комиссия (FPC), которая в последующем преобразовалась в FERC. FPC занималась регулированием цен на межштатовские поставки газа, а также выполняла функции по выдаче сертификатов компаниям на ведение бизнеса или расширение мощностей.

2. Регулирование цен на устье скважины (Решение по делу «Phillips Petroleum Co. против Штата Висконсин»). Цены устанавливались в соответствии с понесенными затратами компаний на добычу газа, а не на основе рыночной цены на данную услугу. Это регулирование касалось межштатной торговли газом.

3. Закон «О политике в области природного газа» от 1978 года. Целью данного закона стало создание эффективного газового рынка по средствам установления цен на устье скважины рыночным путем и приведением в норму соотношение спроса и предложения.

4. Приказ FERC № 436. Данный закон разрешал доступ третьих сторон к транспортным мощностям. Трубопроводы начали выполнять только транспортные функции, поэтому в приказе были четко прописаны правила установления тарифов на данные услуги.

5. Приказ FERC № 636. Постановил, что трубопроводы не предоставляют торговых услуг. Теперь производители газа могут на равных условиях транспортировать свой газ конечным потребителям.

В результате рынок природного газа в США характеризуется тем, что газопроводы обеспечивают свободный доступ к своим мощностям по среднерыночным ценам, межштатовские газопроводные компании только оказывают услуги по транспортировке газа, сам же газ принадлежит компаниям – транспортерам. Это свидетельствует о том, что американский рынок можно считать высоколиквидными, прозрачным и либерализованным. Регулирующим органом является Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC – Federal Energy Regulatory Commission). FERC регламентирует транспортировку природного газа между штатами, обеспечивает безопасную работу СПГ терминалов, контролирует строительство и эксплуатацию новых межштатовских газопроводов, следит за процедурами прекращения деятельности межштатовских газопроводов, определяет тарифную политику. Комиссия обеспечивает прозрачность запросов и выдачу лицензий различным компаниям, благодаря развитию IT технологий и переходу к интернет-ресурсам.

Что касается тарифной политики FERC, то она отвечает всем принципам либерального рынка.

Во-первых, все правила и положения, относящиеся к тарифам, да и сами тарифы должны быть «справедливыми и разумными».

Во-вторых, тарифы одинаковы и обоснованы для всех, нет предпочтений среди компаний⁶³.

В-третьих, тариф устанавливается на таком уровне, чтобы газопроводная компания компенсировала свои капитальные, операционные и административные издержки и при этом имела некоторую прибыль.

В-четвертых, ставка тарифа зависит от расстояния, на которое транспортируется газ.

В-пятых, в основе расчета тарифа лежит метод cost-of-service, т.е. компенсация издержек плюс разумная прибыль.

Рынок природного газа можно условно разделить на физический и финансовый. На рынке физического газа осуществляется продажа физических объемов газа между производителями, МРК и крупными потребителями на основе спотовых или форвардных контрактов. Механизм ценообразования на природный газ претерпел немало преобразований. И на данный момент он является самым эффективным. В основе торговли природным газом лежит спотовая торговля. Данная торговля осуществляется на газовых хабах в формате сделок купли-продажи газа. Ключевыми аспектами данных сделок являются: продолжительность поставки, цена и объем.

Центральным элементом в ценообразовании являются газовые хабы. Газовый хаб представляет собой место пересечения нескольких магистральных газопроводов. Хабы

⁶³ <https://www.law.cornell.edu/uscode/text/15/chapter-15B>

выполняют широкий спектр функций: осуществляют транспортировку и перераспределение газа в системе, занимается хранением, продажей и страхованием газа. На крупных хабах созданы электронные площадки на основе информационной и торговой системы.

Что касается финансового рынка природного газа, то он представлен биржевыми инструментами – фьючерсами и опционами на фьючерсы. Участниками рынка являются инвесторы, хеджеры, спекулянты и др. Фьючерсные контракты заключаются для поставки определенного объема газа в будущем по фиксированной цене.

Переход Великобритании на североамериканскую модель

Процесс либерализации рынка газа в Великобритании начался в конце 1980-х гг. Первым шагом к либерализации стало принятие закона «О газе» в 1986 г., который отменял первоочередность закупок газа British Gas (BG), отдели ее хозяйственную деятельность по добыче от транспортировочной, а также разрешил доступ третьих лиц к газотранспортной системе.

Главным направлением в либерализации рынка газа Великобритании было внедрение конкуренции. Следующим шагом стало принятие мер по снижению барьеров входа на рынок производителей и поставщиков газа. Заключаящим шагом формирования газового рынка в Великобритании стало внедрение системы лицензирования. Система предполагает лицензирование операторов ГТС, пользователей сети и поставщиков газа. Создание «Сетевого кодекса» способствовало установлению четких правил доступа и пользования ГТС.

Что касается торговли газа, то в отличие от США, где торговля фактическими объемами газа происходит на Хенри хабе, в Великобритании торговые сделки проводят в условной точке, местонахождение которой устанавливается законодательным путем. Такие точки принято называть «Национальная точка балансирования» (NBP). Портфель торгуемого газа включает в себя как трубопроводный газ, так и СПГ. Также фьючерсный рынок газа привязан к ценам NBP.

Для оценки ликвидности рынка используется так называемый индекс «чёрн» (churn ratio). Данный индекс рассчитывается как отношение между объемом заключенных контрактов и стоимостью физических объемов товаров, поставленных по данным контрактам на определенной торговой площадке. Считается, что ликвидными признаются рынки, средневзвешенный показатель «чёрна» которых равен 15 или выше. NBP считается одним из крупнейших европейских хабов, показатель «чёрна» здесь варьирует от 10 до 15.

На создание газового рынка в Великобритании оказал влияние опыт либерализации рынка газа в США. В данный момент можно наблюдать сходство в механизмах ценообразования и институциональной организации рынков газа США и Великобритании.

Однако стоит отметить, что Великобритания прошла долгий путь развития рынка газа: от вертикально интегрированной государственной монополии к ликвидному рынку газа.

Развитие континентальных газовых хабов

Реформы, направленные на либерализацию рынка газа в Европе, имели поступательный характер. Целью данных реформ было создание единого рынка газа на континенте.

Вопрос либерализации рынка газа в Европе стоит весьма остро, т.к. современные реалии требуют развитого рынка не только с точки зрения диверсифицированной транспортной инфраструктуры, но и с целью заключения более выгодных контрактов.

Европа обладает весьма развитой газотранспортной инфраструктурой. Что касается газовых хабов в Европе, то следует отметить, что у них разный уровень развития. В первую очередь это связано с неоднородностью рынка газа – неразвита инфраструктура и

политическая разнородность в энергетической сфере. Наиболее развитый регион Европы – Северо-Запад, куда относится ГТС Великобритании и Голландии. Но создание эффективного рынка газа в Европе предполагает высокую степень интеграции всех стран-членов Союза. Основой эффективного рынка газа должна стать единая цена, зависящая от изменения спроса и предложения и меняющаяся в зависимости от расстояния транспортировки газа.

В основе механизма ценообразования в Европе лежит спотовая торговля, однако, зависящая от условий долгосрочных контрактов. Развитие спотовой торговли в разных регионах Европы происходит неравномерно. На данный момент рынок газа в ЕС имеет гибридную основу. Ускоренное развитие виртуальных и физических хабов в Европе позволило перейти на краткосрочные контракты, где цены индексируются на основе конкуренции «газ-газ» и на основе привязки к биржевым газовым индексам.

Начало виртуальных торгов в Европе началось с появлением NBP в Великобритании. По последним данным в Европе существует 18 газовых хабов⁶⁴, некоторые из них находятся в стадии первичной разработки. До недавнего времени лидером по эффективности продаж был британский хаб NBP, однако, в 2014 г. лидирующее место занял голландский хаб TTF. Индекс «чёрн» данного хаба также находится на уровне 15, что свидетельствует о ликвидности торговой площадки. Тормозом либерализации рынка считают долгосрочные контракты, где цены на газ привязываются к ценам на нефть и нефтепродукты.

Также либерализации способствует политика ЕС, направленная на повышение конкуренции на рынке газа. Так целью Третьего энергетического пакета является создание единого газового рынка в Европе. К сожалению, на данный момент нельзя сказать о полном переходе на североамериканскую модель рынка газа, т.к.: незаметное увеличение конкуренции на рынке газа происходит только за счет новых поставщиков СПГ; наблюдается слабо развитая система межгосударственных трубопроводов, но с доступом к ним третьих сторон; сохранение ценовой дифференциации на газ в разных регионах Европы, сохранение гибридной модели ценообразования; превалирование национальных интересов над наднациональными; недостаточность правового регулирования, необходимость большей регламентации правил через Сетевые кодексы.

Однако существует мнение, что полный переход Европы на североамериканскую модель невозможен. Во-первых, это связывают с совершенно разными инфраструктурными условиями, т.е. различный уровень диверсификации газопроводов. Во-вторых, это география поставок газа – США всегда получали необходимые объемы газа в пределах интеграционного объединения; ЕС, в свою очередь, получает необходимый объем извне интеграции. В-третьих, спрос на ВИЭ: в связи с наличием зависимости ЕС от импортных поставок газа, Европа пытается максимально использовать ВИЭ для генерации энергии, отходя от природного газа.

В целом можно выделить следующие прямые и косвенные каналы влияния американского сектора природного газа на процесс формирования мирового рынка газа:

Во-первых, это приоритетная задача снятия или максимально возможного ослабления инфраструктурных ограничений. Для успешного функционирования рынка газа необходима развитая газопроводная структура, которая способна гибко и своевременно переправлять определенные объёмы газа во все уголки страны (или стран). Немаловажным фактором также является доступ третьих лиц к мощностям газопроводов.

Во-вторых, это институциональная структура рынка. Доминирование вертикально-интегрированных монополий доказало свою несостоятельность и неэффективность. Поэтому для эффективного рынка необходимо большое число участников, в сферу деятельности

64

http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2015/ENTSOG_CAP_MAY2015_A0FORMAT.pdf

которых входят разные функции. Обязательным условием также является дезинтеграция цепочки газоснабжения, т.е. разделение стадий добычи, транспортировки и продажи газа.

В-третьих, совершенствование механизма ценообразования. Ценообразование на рынке газа в США базируется на рыночной основе, а именно на балансе спроса и предложения, который служит исходной предпосылкой для биржевых котировок газа. Это позволяет сформировать конкурентную цену на природный газ. В континентальной Европе механизм ценообразования сформировался под влиянием иной институциональной структуры рынка, неразвитости ГТС и т.д. Поэтому механизм ценообразования базировался на долгосрочных контрактах с условиями «бери или плати» и формулами привязки цены к альтернативным видам топлива (Гронингенская модель). На данный момент в континентальной Европе действует гибридная модель ценообразования, т.е. сочетание устаревших механизмов – долгосрочных контрактов – и новых механизмов – ориентация на котировки виртуальных и физических хабов, а также заключение спотовых контрактов.

В-четвертых, уход от привязки цены газа к корзине цен на нефть и нефтепродукты. В настоящее время мазут, газойль и другие нефтепродукты не являются субститутами природного газа, поэтому формула привязки к нефти и альтернативным видам топлива неэффективна, особенно в условиях сильной волатильности цен на нефть.

В табл. 1 представлена сравнительная характеристика региональных рынков газа.

Таблица 1

Сравнительная характеристика региональных рынков газа

Параметры	США	Великобритания	Континентальная Европа
Спрос	Начало насыщения спроса	Замедление темпов роста спроса на газ	Замедление темпов роста спроса на газ
Инфраструктура	Высокоразвитая инфраструктура, развитая система внутриштатовских и межштатовских газопроводов	Развитая система газопроводов	Начало интеграции межгосударственных газопроводов
Институциональная структура	1. Дезинтеграция цепочки газоснабжения; 2. Большое число участников рынка; 3. Право выбора поставщика	1. Дезинтеграция цепочки газоснабжения; 2. Большое число участников рынка; 3. Право выбора поставщика	1. Уход от вертикально интегрированных государственных монополий; 2. Рост числа участников рынка
Тип контрактов	Краткосрочные контракты, биржевая спотовая торговля	Краткосрочные контракты, биржевая спотовая торговля	Долгосрочные контракты, формула привязки к нефти
Ценообразование	Соотношение спроса и предложения, привязка к биржевым	Соотношение спроса и предложения, привязка к биржевым	Развитие спотовой торговли, развитие биржевой торговли

	котировкам	котировкам	
--	------------	------------	--

Проведенное исследование позволяет утверждать, что формирование мирового рынка газа будет сложным и длительным процессом. Ликвидный рынок природного газа на данный момент сформирован только в Северной Америке, в меньшей степени в Великобритании. Основная сложность заключается в неразвитости или недостаточной развитости газотранспортной инфраструктуры, а также в том, что региональные рынки находятся на разных стадиях формирования газовых рынков. Тем не менее, не подлежит сомнению, что в перспективе одного – двух десятилетий такой экономический феномен как мировой рынок газа будет обязательно сформирован.

Список литературы

1. Иванов Н. А. Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов / Н. А. Иванов. — М. : Магистр, 2014. — 304 с.
2. Копытин И. А., Масленников А. О., Сеницын М. В. США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии / под ред. С. В. Жукова, В. В. Тация. — М.: Магистр, 2014. — 336 с.
3. Авторский коллектив: научный руководитель д.э.н. С. В. Жуков (введение, главы 2, 5, 6 и 7); академик РАН Н. А. Симония (главы 1 и 3); д.э.н. В. Г. Варнавский (глава 4); к.э.н. Н. Н. Пусенкова (глава 9); к.и.н. О. Б. Резникова (глава 6); к.и.н. И. Р. Томберг (глава 8). Глобализация рынка природного газа: возможности и вызовы для России / Науч. Рук. — С. В. Жуков. — М.: ИМЭМО РАН, 2010. — 175 с.
4. Авторский коллектив: научный руководитель академик Симония Н. А. (главы 2 и 7); д.э.н. В. Г. Варнавский (глава 10); д.э.н. С. В. Жуков (главы 1, 3, 4, 5 и 6); В. В. Попов (глава 1); к.э.н. Н. Н. Пусенкова (глава 8); к.э.н. И. Р. Томберг (глава 9). Энергетическая безопасность глобализирующегося мира и Россия / Ред. кол. Симония Н. А., Жуков С. В. — М., ИМЭМО РАН, 2008, - 348 с.
5. Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России / Под ред. С.В. Жукова. — М.: ИМЭМО РАН, 2015. — 152 с.
6. Мировой рынок природного газа: новейшие тенденции / Рук. авт. кол-ва С. В. Жуков. М., ИМЭМО РАН, 2009, 107 с.
7. Николай Иванов. «Революция – в отношении людей к энергоресурсам». Альманах «Развитие и экономика», №12, февраль 2015, стр. 172
8. Грэхем Шаттлворт. «Либерализация европейского рынка электроэнергии и газа». / Экономический вестник (ЭКОВЕСТ), 2, 2001. С. 286 – 319.
9. Королькова Е. И.: Естественная монополия: регулирование и конкуренция. Лекционные и методические указания. Экономический журнал ВШЭ, №1, 2001. С. 83 – 104.
10. «Цена энергии: формирование международных механизмов ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007.
11. «Газовый рынок Европы: спот vs. долгосрочные контракты». Энергетический центр СКОЛКОВО, январь 2012.

Территории опережающего социально-экономического развития: цели и промежуточные результаты

Российский Дальний Восток – самый уникальный регион на территории нашей страны, вытянувшись с севера на юг более, чем на 4,5 тысячи километров, он занимает 36% территории России.⁶⁵ Несколько тысяч километров отделяют девять субъектов РФ не только от Европейской части России, но и от индустриально развитых центров Восточной Сибири.

Дальневосточный федеральный округ (далее – ДФО) занимает все восточную часть России, представляя собой район-рубеж, открывая выход к двум океанам: Тихому океану и Северному Ледовитому океану. Дальневосточные порты обеспечивают кратчайший путь из России в страны не только Тихого океана, но Индийского океана, что является стратегически важным фактором расширения экспорта российских товаров и услуг в страны Восточной и Юго-Восточной Азии.⁶⁶

В пределах территории Дальнего Востока расположены сухопутные и морские государственные границы с такими странами, как Япония, Китай, КНДР, США, что позволяет региону играть особую роль для обеспечения геополитических интересов Российской Федерации. Стратегически значимое географическое положение обеспечивает территориальную близость России к наиболее перспективным рынкам сбыта энергоресурсов, что открывает новые возможности социально-экономического развития Дальнего Востока.

Однако нельзя не отметить, что обладая чрезвычайно богатым как экономическим, так и энергетическим потенциалом, Дальний Восток столкнулся с рядом негативных факторов, оказывающих негативное влияние на социально-экономическое развитие Дальневосточного федерального округа.

Обладая стратегически значимым с точки зрения развития внешнеэкономического сотрудничества географическим положением, ДФО отделен сотнями тысяч километров не только от Европейской части Российской Федерации, но и от промышленно развитых центров Восточной Сибири. В дополнение к этому, серьезное отставание в части промышленной инфраструктуры, а также очевидные проблемы в области развития транспортной инфраструктуры, стали причиной неразвитости многих отраслей промышленности.

Несмотря на значительные территории региона – 6169,3 тыс. км² – на Дальнем Востоке проживает лишь 4,2% населения Российской Федерации или 6195,0 тыс. человек (по данным на 1.01.2016 г.). При этом распределение населения по территории региона достаточно неравномерно (рисунок №1. Соотношение численности населения и площади по субъектам ДФО)

⁶⁵ Федеральная служба государственной статистики. Регионы России социально-экономические показатели [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gks.ru/free_doc/doc_2016/region/reg-pok16.pdf

⁶⁶ Копылова А.С. Создание ТОР на Дальнем Востоке: перспективы и риски для России. // Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. Под ред. С.В. Жукова – М.: ИМЭМО РАН, 2016

Рисунок 1. Соотношение численности населения и площади по субъектам ДФО (1.01.2016 г.).⁶⁷

Существующая неравномерность объясняется концентрацией промышленных производств в определенных субъектах Дальнего Востока. Что в совокупности с низким уровнем заработной платы и плохим качеством обеспечения населения социальными услугами, порождает высокий уровень безработицы. По итогам на 2015 год уровень безработицы в Дальневосточном федеральном округе составил 6,3%, что на 0,7% превышает общероссийский показатель – 5,6% (рисунок №2. Соотношение численности населения и уровня по субъектам ДФО). А как следствие – депопуляция Дальнего Востока.

Сохранение подобной тенденции, связанной с стремительным оттоком населения из Дальневосточного федерального округа, может стать причиной того, что через 10-15 лет на территории региона уровень населения снизится до 5 млн. человек.

В связи с чем, применение новых механизмов – создание территорий опережающего социально-экономического развития и режима Свободный порт Владивосток – призваны стать социально-экономическими драйверами для развития Дальнего Востока. Предполагается, что создание ТОР приведет к удвоению ВРП, развитию инфраструктуры в регионе, привлечению 484 резидентов к 2020 году, а также созданию более 48 тыс. новых рабочих мест.⁶⁸ А, как следствие, повышению уровня жизни населения региона.

⁶⁷ Федеральная служба государственной статистики. Регионы России социально-экономические показатели [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gks.ru/free_doc/doc_2016/region/reg-pok16.pdf

⁶⁸ <http://erdc.ru>

Рисунок 2. Соотношение численности населения и уровня безработицы по субъектам ДФО (1.01.2016 г.)⁶⁹

Анализируя современное состояние Дальневосточного федерального округа, на сегодняшний день мы не можем говорить о значительных изменениях за счет применения новых механизмов. Подтверждением данного факта служит динамика валового регионального продукта (далее – ВРП) (рисунок №3. Динамика ВРП ДФО, млрд \$).

Рисунок 3. Динамика ВРП ДФО, млрд \$

Учитывая перспективы инновационного развития региона за счет применения новых механизмов, видимых результатов на сегодняшний день не наблюдается: ВРП снизился на \$ 26,61 млрд за период с 2014 по 2015 гг. Кроме этого, несмотря на реализацию новых инвестиционных проектов и запуску новых производств, проблема неравномерности распределения промышленной инфраструктуры как внутри каждого субъекта, так и на территории всего Дальневосточного федерального округа остаётся наиболее острой.

⁶⁹ Федеральная служба государственной статистики. Регионы России социально-экономические показатели [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gks.ru/free_doc/doc_2016/region/reg-pok16.pdf

Анализируя структуру ВРП субъектов ДФО, важно сказать, что в Республике Саха (Якутия) и Сахалинской области основную долю занимает такой показатель, как добыча полезных ископаемых – 43% и 61,1% соответственно. А большинство субъектов региона обладают достаточно низким уровнем социально-экономического развития, даже по сравнению с вышеупомянутыми. Так, например, в четырех субъектах из девяти, таких как Приморский край, Хабаровский край и другие, основную долю ВРП составляет такой показатель, как транспорт и связь.

Важно отметить, что такие приоритетные отрасли промышленности, как сельское хозяйство и обрабатывающая промышленность занимают достаточно низкую долю в структуре ВРП каждого субъекта. И лишь в Камчатском крае этот показатель составляет 16%.

В рамках анализа международного опыта социально-экономического развития регионов, географически схожих с территорией Дальневосточного федерального округа, особое внимание следует уделить провинциям Китайской Народной Республики (далее – КНР) – Автономный район Внутренняя Монголия (далее – АРВМ) и провинция Хэйлунцзян.

Учитывая темпы социально-экономического развития КНР в целом и отдельных ее регионов, вышеупомянутые провинции столкнулись с рядом негативных факторов, которые оказывают влияние на их процветание.

Характерной чертой демографической политики Китая является тенденция сдерживания роста населения (рисунок №4. Динамика изменения численности населения (млн. чел) и уровня безработицы (%)). При этом стоит отметить, что АРВМ, обладая практически в 2,6 раза большей по размеру территорией, значительно уступает провинции Хэйлунцзян по уровню населения. АРВМ является одним из самых крупных субъектов в КНР, занимая 12,3% территории страны.

Рисунок 4. Динамика изменения численности населения (млн. чел) и уровня безработицы (%)⁷⁰

Вместе с тем стоит отметить, что АРВМ является дотационным регионом в КНР. Начиная с 2009 года в АРВМ реализуется Программа по развитию региона и повышению доли вторичного сектора экономики, в рамках которой происходит ускоренное развитие

⁷⁰ China statistical yearbook 2016. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2016/indexeh.htm>

угольной промышленности и строительство множества угольных шахт. Регион занимает первое место в стране по объёмам разведанных запасов каменного угля. Кроме этого, стоит отметить, что АРВМ является лидером по производству пластмасс в первичных формах, а также обеспечивает высокие темпы роста уровня развития химической и нефтехимической промышленности.

Но несмотря на тот факт, что реализация Программы способствовала сведению динамики изменения уровня безработицы практически до нуля, модернизация угольной промышленности, а также развитие химической и нефтехимической промышленности в регионе, оказывает негативное влияние на экологию, а добыча угля противоречит традиционному занятию коренного населения – скотоводство.

Более детальный анализ отраслевой структуры ВРП АРВМ показал, что основной движущей силой экономики стало наращивание в последние годы производственных мощностей в промышленности при одновременном снижении на 13,3% доли первичного сектора. По данным на 2015 год на долю первичного сектора экономики в структуре ВРП региона приходится лишь 9,29%, в то время, как вторичный сектор экономики обеспечивает порядка 44,48% ВРП АРВМ.⁷¹

В провинции Хэйлунцзян наблюдается противоположная картина. Данный регион считается производственной базой экологически чистых продуктов питания, а также лидером по производству зерновых культур. Первичный сектор экономики занимает 17,68% в структуре ВРП провинции.

Для более чёткого понимания тенденций социально-экономического развития Дальнего Востока за счет применения новых механизмов – создания ТОР и Свободного порта Владивосток – следует провести аналогию с регионами КНР, анализируемых ранее. Данный выбор объясняется общностью границ между странами, что является неотъемлемой точкой соприкосновения, а также позволяет обеспечить минимальное транспортное плечо для доставки товаров между РФ и КНР. В тоже время следует отметить, что провинция Хэйлунцзян обеспечивает порядка 1/3 от общего объема китайских инвестиций в Россию. А в 2015 году товарооборот между странами составил \$ 10,85 млрд. Или 51,7% всего внешнеторгового оборота.

Сравнительный анализ всех регионов позволил сделать вывод о значительном отставании темпов социально-экономического развития в Дальневосточном федеральном округе. Ведь несмотря на сложное территориальное расположения с точки зрения рельефа местности, китайские провинции показывают значительно более активное развитие нежели российский Дальний Восток.

В рамках анализа для сравнения были отобраны самые лучшие и самые худшие субъекты Дальнего Востока с точки зрения производительности труда в каждом секторе экономики. Так, например, на территории Дальнего Востока нет ни одного субъекта, который бы уступал китайским провинциям по производительности труда в первичном секторе экономики менее, чем на половину (рисунок №5. Производительность труда первичного сектора экономики, \$/чел).

⁷¹ China statistical yearbook 2016. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2016/indexeh.htm>

Рисунок 5. Производительность труда первичного сектора экономики, \$/чел⁷²

Сравнительный анализ показал, что, несмотря на тот факт, что на Дальнем Востоке существуют субъекты, показывающие значительно более высокие результаты в рамках развития вторичного сектора экономики, данная тенденция носит двойственный характер. Другими словами, более высокий показатель производительности труда вторичного сектора экономики Сахалинской области РФ обеспечивается исключительно за счет добычи полезных ископаемых, а не за счет современного наукоёмкого промышленного производства, как, например, в АРВМ (рисунок №6. Производительность труда вторичного сектора экономики, \$/чел).

Рисунок 6. Производительность труда вторичного сектора экономики, \$/чел⁷³

Кроме этого, несмотря на тот факт, что в четырех из девяти субъектах Дальневосточного федерального округа основную долю в структуре ВРП занимает третичный сектор экономики, сравнительная характеристика с китайскими провинциями подтверждает значительное отставание темпов социально-экономического развития регионов Дальнего Востока даже в условиях такого показателя, как транспорт и связь (рисунок №7. Производительность труда третичного сектора экономики, \$/чел).

⁷² Составлено автором на основе данных http://www.gks.ru/free_doc/doc_2016/region/reg-pok16.pdf

<http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2016/indexeh.htm>

и

⁷³ Составлено автором на основе данных http://www.gks.ru/free_doc/doc_2016/region/reg-pok16.pdf

<http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2016/indexeh.htm>

и

Рисунок 7. Производительность труда в третичном секторе экономики, \$/чел⁷⁴

Значительное отставание темпов социально-экономического развития субъектов Дальневосточного федерального округа практически во всех секторах экономики позволяет сделать вывод о важности применения новых механизмов развития региона – создание ТОР.

Каждая территория опережающего социально-экономического развития направлена на модернизацию определенной отрасли промышленности. В рамках ТОР предполагается повышение уровня развития металлургии, авиационной промышленности, агропромышленности и других отраслей.

По данным Министерства РФ по развитию Дальнего Востока, отобрано 14 территорий опережающего социально-экономического развития. Однако, несмотря на тот факт, что на сегодняшний день резидентами ТОР стали уже 169 компаний, а общий объем привлечённых инвестиций составил более 498 млрд рублей, структура распределения резидентов в рамках ТОР крайне неравномерна. Наибольшее число инвесторов сосредоточены в уже развитых по отношению к остальным, районах, таких как Хабаровский край и Республика Саха (Якутия), а именно 18 компаний расположены на территории ТОР «Хабаровск» и 19 – ТОР «ИП «Кангалассы». В результате чего, в районах не происходит создание и развитие инновационных предприятий, а лишь производство в условиях уже развитых отраслей. Данный фактор является прямым противоречием одной из основных целей ТОР – развитие Дальнего Востока за счет инновационного производства.

Несмотря на то, что на сегодняшний день мы не можем говорить об инновационном развитии Дальнего Востока, не стоит отрицать, что регион имеет всё необходимое для дальнейшего поступательного социально-экономического развития. Однако важно отметить существование и негативных тенденций. Так, например, помимо достаточно значимого вопроса, связанного с высоким уровнем энерготарифов в регионе, которые превышают среднероссийский уровень на величину от 5% до 65%, не стоит забывать о проблеме энергоэффективности в целом. Предприятия в некоторых районах Дальнего Востока, в частности в Приморье, вынуждены отапливать помещения с помощью угля, дизельного топлива и других материалов. Это является одним из значимых факторов, снижающих инвестиционную привлекательность ТОР как для отечественных, так и для зарубежных инвесторов.

Создание ТОР нацелено на инновационное развитие территорий Дальнего Востока, что в свою очередь предполагает диверсификацию производства в регионе и повешение уровня импортозамещения. Однако некоторые резиденты, в частности нефтехимические предприятия утверждают, что оборудование, приобретаемые за пределами РФ, в частности

⁷⁴ Составлено автором на основе данных <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2016/indexeh.htm> и http://www.gks.ru/free_doc/doc_2016/region/reg-pok16.pdf

китайское и японское, является финансово более выгодным, так как приобретение и транспортировка оборудования из стран Азиатско-Тихоокеанского региона является более экономичной, нежели из Европейской части России.

Одним из наиболее значимых рисков являются перспективы инвестиционно-финансового сотрудничества с КНР. До недавнего времени КНР не высказывали особого желания в расширении инвестиционных связей. Поэтому стоит понимать, что перемены, которые мы наблюдаем объясняются скорее изменениями и потребностями экономики Китая в новых точках роста, нежели улучшением инвестиционного климата РФ.

Кроме этого, особого внимания заслуживает проблема отсутствия стабильных платформ для реализации готовой продукции. В связи с чем, многие зарубежные инвесторы высказывают сегодня свои сомнения относительно инвестирования в развитие Дальнего Востока, где одним из главных факторов выделяют низкую численность населения региона. Так, в Дальневосточном федеральном округе нет ни одного города, где население составляло бы более 1 млн. человек. Ситуацию также усугубляет тот факт, что соседние регионы не обладают достаточно большими рынками, готовые потреблять значительную часть продукции, производимой в рамках ТОР.

В тоже время, нельзя не отметить тот факт, что стремление России реализовывать, производимую в рамках ТОР, продукцию на Азиатско-Тихоокеанский рынок носит двойственный характер. В Азии достаточно жёсткая конкуренция, и очевидно, что российским товарам будет действительно сложно «завоевать» рынок. Поэтому предприятия, создаваемые в рамках ТОР, должны быть направлены не только на то, чтобы производить высокотехнологичную продукцию для внутреннего потребления и освоения внешних рынков, но и на то, чтобы товары, которые будут производиться, были конкурентоспособны.

Кроме этого, учитывая высокие барьеры входа на Азиатский рынок, целесообразно рассмотреть возможность дифференциации рынков сбыта и обратить внимание на активно развивающуюся сегодня площадку международной организации региональной экономической интеграции пяти государств – Евразийский экономический союз (далее – ЕАЭС). Сопряжение процессов формирования ЕАЭС и Экономического пояса Шёлкового пути (далее – ЭПШП) позволит в значительной степени упростить транспортно-логистическое плечо для доставки товаров, на территорию ЕАЭС. В перспективе это откроет уникальные возможности для доступа продукции, производимой в рамках ТОР, на международные рынки, что станет дополнительным инструментом привлечения как отечественных, так и иностранных инвестиций на Дальний Восток.

В целом, возможности социально-экономического развития Дальневосточного федерального округа за счет создания ТОР сегодня широки. Однако, на сегодняшний день не стоит говорить о применении данных механизмов с точки зрения инновационного развития. Лишь поступательная работа по формированию общей благоприятной деловой среды в регионе окажет существенное положительное влияние не только на экономику Дальневосточного федерального округа, но на социально-экономическое развитие России в целом.

Список использованной литературы:

1. О территориях опережающего социально-экономического развития Российской Федерации: федер. закон Рос. Федерации от 29 декабря 2014 г. №473-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 23 декабря 2014 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 25 декабря 2014 г.// Официальный интернет-портал правовой информации. – 2014. – 29 декабря.;

2. Копылова А.С. Создание ТОР на Дальнем Востоке: перспективы и риски для России.//Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. Под ред. С.В. Жукова – М.: ИМЭМО РАН, 2016;
3. Желобцов Ф.Ф. К причинам этно-конфессиональной напряжённости во Внутренней Монголии КНР.//Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2012. – №4. – 52-53 с.;
4. Забелина И.А., Клевакина Е.А. Структурные сдвиги в экономике приграничных регионов России и Китая.//Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2015. – №46. – 41-55 с.;
5. «Экономический пояс Шелкового пути и евразийская интеграция: конкуренция или новые возможности?» от 21 июля 2016 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ictsd.org/bridges-news/мосты/news/экономический-пояс-шелкового-пути-и-евразийская-интеграция-конкуренция-или>;
6. «Энерготарифы для Дальнего Востока будут выравнены до среднероссийского уровня за 2-3 года» от 16 марта 2016 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://minvostokrazvitia.ru/press-center/news_minvostok/?ELEMENT_ID=4091&phrase_id=29676;
7. Государственное статистическое управление КНР. Официальный сайт <http://www.stats.gov.cn/english/>;
8. Министерство РФ по развитию Дальнего Востока. Официальный сайт <http://minvostokrazvitia.ru/>;
9. Федеральная служба государственной статистики. Официальный сайт <http://www.gks.ru/>;
10. Корпорация развития Дальнего Востока. Официальный сайт <http://erdc.ru>

Направления обеспечения энергетической безопасности стран Европейского Союза: влияние на формирование энергетического рынка

Устойчивая, конкурентоспособная и безопасная энергетическая система имеет фундаментальное значение для ЕС. Проблема обеспечения энергетической безопасности стояла перед ЕС с начала развития европейских интеграционных процессов в XX веке. В настоящее время эта проблема приобретает особую актуальность в связи с расширением Европейского Союза и высокой динамикой изменения политической и экономической ситуации в мире. Экономическое и социальное развитие стран ЕС может оказаться в кризисе, если спрос на энергетическом рынке не будет в достаточной степени удовлетворяться предложением.

На сегодняшний день ЕС практически полностью зависим от внешних поставок энергии на свой рынок (главным образом поставки газа и нефти), а, значит, от политики стран-поставщиков, при этом речь идет как о внешней, так и внутренней политической ситуации⁷⁵.

В структуре энергопотребления Европейского Союза, более 80% нефти и 60% газа импортируются. В случае сохранения подобной тенденции, то и к 2030 году суммарная доля импорта будет стабильно превышать 70%. Географическое положение Европейского Союза определяет доступность для поставок энергоносителей из стран-экспортеров, что с одной стороны позволяет оперативно регулировать объемы поставок, а с другой – иметь более высокую степень зависимости от получаемых ресурсов.

Являясь крупнейшим экономическим блоком, на долю ЕС приходится потребление более 13% от объемов всех мировых энергоресурсов⁷⁶. Наибольшим спросом на энергетическом рынке ЕС пользуются нефть и газ. Уголь также имеет видное место в структуре энергопотребления, однако его объем не превышает 20% от общего объема потребления. Несмотря на то, что атомная энергия также играет важную роль в экономике ряда европейских государств, ее доля в энергопотреблении ЕС в целом значительно ниже доли углеводородов, намного меньше потребляется энергии, вырабатываемой ГЭС и ВИЭ⁷⁷.

Рост зависимости ЕС от импорта энергоносителей делает его экономику чувствительной к меняющимся политическим ситуациям в странах Ближнего Востока, Африки и постсоветского пространства, а также волатильность цен на энергоносители.

Основные пункты стратегии ЕС в области развития энергетического сектора были разработаны и приняты в 2007 году⁷⁸. Там были определены основные направления энергетической политики блока:

- повышение стабильности поставок энергоносителей;
- обеспечение конкурентоспособности экономики ЕС на основе доступной энергии;
- устойчивое развитие энергетической системы ЕС;
- проведение эффективной экологической политики.

Для достижения задачи по безопасности поставок энергоносителей должна была быть предпринята диверсификация энергетического вектора стран ЕС посредством расширения и смещения географического рисунка источников поставок, путей снабжения, трубопроводов, а также повышения запасов нефти и газа. Диверсификация должна была привести к снижению уровня зависимости ЕС узкой группы поставщиков и, следовательно,

⁷⁵ European Commission, Key facts and figures on the external dimension of the EU energy policy, Brussels, 7 September 2011

⁷⁶ BP Statistical Review of World Energy, June 2016, pp 40-41

⁷⁷ BP Statistical Review of World Energy, June 2016, pp 40-41

⁷⁸ Council of the European Union, An Energy Policy for Europe, Brussels, 15 January 2007, 5282/07

снизить потенциальные риски, связанные с этим. Кроме того, безопасность поставок предполагает либерализацию энергетического рынка с целью предотвращения появления монополистов и, соответственно, роста цен на энергоносители.

Вместе с тем, одной из приоритетных задач было снижения потребления традиционных энергоресурсов (угля, газа и нефти). Это определяет курс на развитие как энергосберегающей экономики, так и ВИЭ.

В 2010 году на саммите Европейского Союза был принят План «20–20–20»⁷⁹. Эта программа нацелена на снижение энергопотребления и сокращение выбросов «парниковых газов» на 20% к 20-му году по отношению к значениям 90-го года. Одновременно традиционные источники энергии должны быть на 20% замещены ВИЭ. То есть, выполнение этого плана должно стать существенным шагом к переходу ЕС на потребление электроэнергии, полученной от ВИЭ, снижению необходимости импортировать традиционные источники энергии, а, значит, укрепить энергетическую автономность.

При сохранении этого стремления ЕС продолжает политику, направленную на развитие ВИЭ несмотря на целый ряд негативных факторов, определяющих динамику внедрения и распространения альтернативных источников энергии, среди которых наиболее существенными являются: последствия глобального экономического кризиса; высокая стоимость технологий и оборудования при достаточно узком круге квалифицированных в области разработки ВИЭ кадров и сравнительно небольшом количестве научных организаций соответствующего профиля; наличие бюрократических барьеров при присоединении к электросетям электростанций, использующих альтернативные источники энергии; отсутствие пропорциональных инвестиций, а также зачастую неуверенность в успешном будущем ВИЭ со стороны государственных властей и общественных организаций.

Особое внимание при проведении политики, направленной на развитие и поддержание энергетической безопасности, уделяется принципу «энергетической солидарности» среди государств ЕС и обеспечение для каждого из них равного доступа к энергоресурсам. Это в значительной степени позволяет укрепить европейские интеграционные процессы. Приоритетными направлениями в данном стремлении являются страны центральной Европы, а также Балтии, они традиционно зависели от единственного поставщика энергоресурсов – России. Первостепенными шагами на пути к достижению этой цели являются увеличение инвестиций в энергосистемы этих стран, а также их дальнейшая интеграция в общеевропейскую энергетическую конструкцию. Подобная работа также достаточно активно ведется и на политическом уровне, что вкупе подчеркивает стремление Европейского Союза развернуть безопасную энергетическую структуру.

Вместе с тем, в рамках европейской группировки все же существуют разнонаправленные движения, определяющие взаимное влияние развития ВИЭ и рынков традиционных энергоресурсов. При планах Евросоюза инвестировать сотни миллиардов евро в газовые электростанции и газовую инфраструктуру, наблюдается усиление позиций, в том числе и политическое, “зеленых” организаций и партий, которые уверены в необходимости приоритизировать развитие только ВИЭ. В то же время, несмотря на тот факт, что традиционные энергоресурсы являются основой энергетической системы ЕС, собственные запасы не способны удовлетворить энергопотребности стран Европы, особенно с учетом их будущего роста⁸⁰.

Вполне очевидно, что несмотря на проводимую Евросоюзом политику, его зависимость от импорта традиционных энергоресурсов сохраняется достаточно высокой. Это связано, в особенности, с ростом экономики ЕС после экономического кризиса, и, соответственно, с ростом энергопотребления. К фактору увеличения энергозависимости,

⁷⁹ European Commission, Europe 202, A strategy for smart, sustainable and inclusive growth, Brussels, 3 March 2010

⁸⁰ BP Statistical Review of World Energy, June 2016, pp 6-32

кроме того, относится и достаточно масштабное расширение ЕС и вступление в него государств, не обладающих существенными энергоресурсами.

Главными поставщиками традиционных энергоресурсов в ЕС остаются Россия и страны Ближнего Востока. При этом Россия в структуре импорта в Евросоюз играет ключевую роль. Вместе с тем, на сегодняшний день существуют факторы, которые ставят под сомнение возможность сохранить и увеличить объем экспорта из РФ для удовлетворения энергетических потребностей ЕС. Это связано не только с падением добычи на старых месторождениях и возможными проблемами при разработке новых, шельфовых, в том числе, из-за санкций, но и с планом по модернизации экономики и энергетики России, реализация которого увеличит внутреннюю потребность в углеводородах, а, значит, и повлияет на структуру экспорта. Немаловажную роль также играют попытки России переориентировать экспорт энергоресурсов на восточное направление.

В Евросоюзе есть довольно четкое осознание необходимости поиска альтернативных поставщиков углеводородов, в том числе, газа, с целью нивелировать негативные последствия от резкого сокращения поставок из России, с одной стороны, и плавно эту зависимость от российских поставок снизить. В первую очередь для ЕС такими “вспомогательными” поставщиками являются страны центрально-азиатского региона, Казахстан и Туркменистан, а также США (поставки СПГ). Несмотря на существенные инвестиции в различные масштабные энергетические проекты Центральной Азии, на сегодняшний день многие из них являются скорее политическими, нежели экономическими и способными совершить сдвиг в структуре энергоимпорта Европейского Союза.

Система энергетической безопасности Евросоюза включает в себя несколько измерений: экономическое, политические и экологические. Реализация унифицированной парадигмы энергетической безопасности способна решить не только ряд глобальных экологических и экономических вопросов, но и укрепить процесс европейской интеграции.

С учетом того, что потребление углеводородов в Европейском Союзе будет сохраняться на достаточно высоком уровне при возможном снижении объемов импорта из России, энергетическая политика ЕС в первую очередь направлена на диверсификацию структуры поставок энергоресурсов. При этом страны Центральной Азии рассматриваются как возможные субституты России в поставках углеводородов, в частности, Туркменистан как источник газа, а Казахстан как поставщик нефти.

Однако так как вышеуказанные меры не способны в полной мере обеспечить энергетическую безопасность Евросоюза, а также сохранение окружающей среды, ключевое направление энергетической долгосрочной стратегии европейского интеграционного блока - развитие и внедрение ВИЭ, что подтверждают не только многомиллиардные инвестиции в эту сферу⁸¹, но и рост доли альтернативных источников энергии в структуре европейского энергопотребления.

Источники.

1. BP Statistical Review of World Energy, June 2016. Access mode:
<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
2. Council of the European Union, An Energy Policy for Europe, Brussels, 15 January 2007, 5282/07. Access mode:
<http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=EN&f=ST%205282%202007%20INIT>
3. European Commission, Europe 202, A strategy for smart, sustainable and inclusive growth, Brussels, 3 March 2010. Access mode:

⁸¹ REN21 – Renewables 2016 Global Status Report, Paris. P. 92

<http://ec.europa.eu/eu2020/pdf/COMPLET%20EN%20BARROSO%20%20%20007%20-%20Europe%202020%20-%20EN%20version.pdf>

4. European Commission, Key facts and figures on the external dimension of the EU energy policy, Brussels, 7 September 2011. Accompanying document to: On security of energy supply and international cooperation – «The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders». Access mode:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011SC1022&from=EN>

5. REN21 – Renewables 2016 Global Status Report, Paris. Access mode:

http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf

Биржевая торговля как фактор интеграции рынков природного газа

На рубеже 2000-х гг. мировые рынки природного газа вступили в качественно новый этап своего развития, характеризующийся глубокими фундаментальными, институциональными и структурными трансформациями. Растет доля природного газа в мировом энергобалансе, происходят изменения в структуре производственных активов и институциональной организации газовой отрасли. Более быстрыми темпами, по сравнению с другими видами ископаемого топлива, увеличивается объем торговли газом, множится число участников рынка, изменяются их компетенции и субъектный состав. Новые формы принимают рыночные структуры, коммерческие практики и контрактные отношения. Торговля газом из традиционного двустороннего формата переносится на многосторонние организованные торговые площадки и биржи, число которых кратно увеличилось с начала века.⁸² В этом смысле особенной активностью страны Европейского Союза, реализующие наиболее амбициозный в мире интеграционный проект по созданию единого рынка газа.

Для газовой отрасли развитие процессов международной экономической интеграции имеет особую актуальность. Интеграция расширяет рынки сбыта газа, обеспечивает возможности формирования корпоративных альянсов для целей реализации крупных газодобычных и инфраструктурных проектов, существенно повышает инвестиционную привлекательность газовой отрасли. Международная экономическая интеграция реализуется на региональном и глобальном уровнях и охватывает национальные производственные комплексы и рынки. Сотрудничество в газовой сфере является стержнем региональной интеграции либо играет существенную роль во внешнеэкономической деятельности таких крупнейших интеграционных группировок, как Европейский союз (ЕС), Североамериканское соглашение о свободной торговле (НАФТА), Общий рынок стран Южного конуса (Меркосур), а также Евразийский экономический союз (ЕАЭС), поставивший целью сформировать к 2025 г. общий рынок природного газа на территории своих стран.⁸³

Создание международных интеграционных союзов меняет региональные энергетические рынки и потоки энергоресурсов, существенно образом влияет на энергетическую политику входящих в них страны, на масштабы их энергопотребления и источники его покрытия. От успешности реализации целей интеграции будет зависеть и обеспечение энергетической безопасности как самих стран-членов таких организаций, так и энергетической безопасности в глобальном измерении.

Каждое из упомянутых выше международных экономических союзов интенсивно развивают биржевую торговлю, которая рассматривается ими в качестве важного фактора интеграции их национальных рынков природного газа.

Возникновение биржевой торговли происходило под воздействием процессов либерализации рынков, которые мультиплицировались за счет возникновения новых сегментов, аналогичных тем, которые ранее сформировались на нефтяном рынке. Так, к традиционной реальной поставке газа добавилась виртуальная поставка на базе биржевой и внебиржевой торговли фьючерсами и иного рода финансовыми инструментами.

В своем развитии интеграция рынков газа проходит путь от национального рынка к региональному, в котором важную роль играет трансграничная торговля. Изменяются

⁸² Подробнее – Митрова Т., Белова М., «Газовый рынок Европы: спот vs. долгосрочные контракты», изд. Энергетического центра «Сколково», январь 2012. – с.14 // <http://ineiran.ru/articles/2012jan-mitrova-t-a-belova-m-a-gazovuj-rynok-evropy-spot-vs-dolgosrochnye-kontrakty-energeticheskij-tsentr-skolkovo.pdf>

⁸³ Подробнее – Еремин С., «Рынки природного газа в условиях региональной экономической интеграции». // Нефть, газ и бизнес, 2015. - № 7. - С. 40-43.

механизмы торговли: от двусторонних долгосрочных контрактов они эволюционируют к краткосрочным, реализующимся на спотовой и форвардной основе; неорганизованная торговля замещается организованной на базе формируемых физических и виртуальных хабов, а далее, - к биржевой торговле, как правило, не предполагающей физической поставки газа.

В реальном сегменте заключаются сделки на поставку физических объемов товара в определенные сроки. В финансовом (виртуальном), ведется купля-продажа, главным образом, стандартизированных “бумажных” контрактов. Если в первом случае решается преимущественно задача реализации/приобретения товара, то торговля в виртуальном сегменте направлена на выявление и установление уровня цен, а также хеджирование ценовых рисков.

С развитием бирж и глобальной транспортировки газа (в сжиженном агрегатном состоянии) газ приобретает качества товара мировой биржевой торговли – мирового коммодити. В отличие от нефти этот процесс еще не закончен, однако его реализация имеет все шансы. Как любой другой коммодити газ имеет массовый характер производства и потребления, его качественные характеристики и свойства способны к стандартизации. Бренд производителя утрачивает значение. Имеется возможность хранения и гибкой (по объемам и времени) транспортировки товара до практически неограниченного числа покупателей. Все эти характеристики являются важными предпосылками коммодитизации природного газа.⁸⁴

Если применить вышеуказанные критерии и предпосылки мировой коммодитизации к углеводородам, то несложно заметить, что если нефть уже стала полноценным мировым коммодити, то природный газ – еще нет, по причине особенностей производственно-стоимостной цепочки

Во-первых, природный газ является продуктом конечного потребления. Для него различия в местонахождении, времени добычи и потребления имеют гораздо большее значение, так как объемы поставки и отбора газа должны быть сбалансированы в любой временной период. Из этого вытекает необходимость организации интегрированной газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры, крепко связывающей источники добычи и потребления.

Во-вторых, долгое время технологические и экономические ограничения трубопроводной транспортировки газа на дальние расстояния означали замкнутость и региональный характер газовых рынков. Изобретение и коммерческое использование технологий СПГ кардинально изменило ситуацию. Параллельно трубопроводному сформировался сегмент танкерной транспортировки газа; были вовлечены новые ресурсы в мировой газовый баланс, которые ранее считались технически и коммерчески недоступными; расширился состав субъектов международной торговли СПГ, как на стороне спроса, так и на стороне предложения; возникли новые мировые центры газопотребления в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, в основу которых легли исключительно СПГ.

В-третьих, достаточно ограничены варианты хранения природного газа. Крупные подземные хранилища газа (ПХГ) – объемом свыше 1 млрд. куб. м – могут быть обустроены только при соответствующих географических и геологических условиях. Такие ПХГ не позволяют оперативно отбирать и пополнять хранилища. Такие малые объекты хранения газа как газгольдеры – не столь распространены. Это весьма капиталоемкие и ограниченные по вместимости сооружения – не более 50 тыс. куб. м. Их мощности недостаточно для поддержания бесперебойных поставок газа в масштабах рынков.

С развитием технологии СПГ появилась возможность хранения газа в жидком состоянии. Как правило, хранилища СПГ совмещены с приемными терминалами и

⁸⁴ Подробнее - Еремин С.В. «Станет ли природный газ товаром мировой биржевой торговли?» // Мировая экономика и международные отношения, 2016 (№1) т. 60. - с. 82-92

рассчитаны на достаточно большие объемы хранения – в широком диапазоне от 0.5 до 100 млн. куб. м (в регазифицированном объеме), позволяющую разгрузить, по меньшей мере, один танкер СПГ соответствующего дедвейта.

Таким образом, модернизация технологий привела к ослаблению жесткости и во многих случаях к дезинтеграции газовой производственно-стоимостной цепочки. Такого рода трансформации создают условия для дальнейшей коммодитизации природного газа в мировом масштабе. Однако они не будут полными без соответствующей адаптации механизмов мировой торговли газом и моделей ценообразования на газ.

Возможность такой адаптации предоставляют биржи, которые играют возрастающую роль в развитии газовых рынков. К числу их основных (традиционных) функций относятся:

- Формирование – на основе постоянной фиксации состояния спроса и предложения - ценовой индикации на газ для всех участников рынка, в т.ч. для внебиржевого
- Обеспечение прозрачности ценообразования и гибкости реагирования цен на малейшие внешние и внутренние рыночные факторы;
- Обеспечение сбалансированности рынка по фундаментальным показателям – газодобычи и газопотребления;
- Предоставление широкой линейки инструментов для хеджирования финансовых и объемных рисков участников рынка.

В условиях международной интеграции рынков природного газа биржи приобретают качественно новую роль – они обеспечивают все эти функции, но на более широком межнациональном рынке, объединяющем рынки отдельных государств. При этом биржи генерируют общие для них ценовые и рыночные сигналы, способствуя тем самым, формированию однородной рыночной среды, агрегации спроса и предложения на газ в масштабах всего интеграционного блока, гармонизации и унификации правил рынка, коммерческих правил и стандартов.

Биржевой рынок служит ориентиром и драйвером для организованного внебиржевого рынка. Здесь торговля осуществляется такими же энергетическими продуктами и финансовыми инструментами, что и на биржевом - спотовыми контрактами, фьючерсами и опционами и свопами, - с единственным отличием, что вне бирже обращаются нестандартизированные продукты и инструменты.

Многие участники предпочитают добавлять к торговле физическими контрактами еще и финансовые инструменты, в основном с целью управления финансовыми рисками своего бизнес- портфеля.

Только при наличии устоявшегося физического рынка биржи предоставляют фьючерсные контракты, поскольку они являются производными финансовыми инструментами (дериватами) реально существующих контрактов.

Важным обстоятельством является тот факт, что в процессе формирования низовой инфраструктуры создавались и совершенствовались совместимые торговые и газотранспортные программные комплексы, изначально на малых масштабах отрабатывалась синхронизация процессов купли-продажи газа на организованных торгах и организации его транспортировки до потребителя.

Развитие краткосрочной торговли газом обусловлено двумя ключевыми факторами, связанными с системой долгосрочных контрактов. С одной стороны, спотовая торговля позволяла потребителям оперативно распоряжаться отклонениями долгосрочных контрактных объемов для выполнения условия «бери или плати». А с другой стороны, - обязанность, возлагаемая регулирующими органами на продавцов выводить из-под режима долгосрочной поставки определенные объемы газа (gas release programs) создали устойчивую ресурсную базу для краткосрочной торговли. Заключение форвардных контрактов позволило участникам повысить устойчивость и предсказуемость своих финансовых результатов и гарантировать будущую физическую поставку. На начальном этапе краткосрочная торговля

велась в двухстороннем режиме, а пунктом передачи собственности на газ служила согласованная сторонами точка «в системе». Впоследствии такие точки мигрировали на сформировавшиеся в периметре отдельных газовых экспортных систем локальные электронные торговые площадки (ЭТП)⁸⁵.

Рост объемов торговли на ЭТП позволил операторам газотранспортной системы (ГТС) удлинить продуктовую линейку за счет услуг краткосрочной транспортировки газа и коммерческой балансировки поставок. С их внедрением поставка газа стала рассматриваться как совокупность услуг, причем котировки балансировочного рынка стали служить ценовым ориентиром для заключения других контрактов.

Рассмотрим на примере Европы смену режима торговли газом на внутренних рынках стран-членов ЕС, а именно сокращение сделок по долгосрочным контрактам и увеличение объемов торговли газом на хабах, которые в свою очередь могут быть осуществлены через биржу или ЭТП. Сегодня операции на хабах ЕС идут преимущественно через электронные торговые площадки (ЭТП), и совсем небольшая часть проходит через биржи.

Доля торговли газом по долгосрочным контрактам в ЕС в 2005 году составляла 78% в общем объеме потребления, в то время как через хабы проходило лишь 15%, а к оставшимся 7% применялись другие механизмы ценообразования. Однако за последнее десятилетие ситуация кардинальным образом изменилась и объем реализации газа по долгосрочным контрактам снизился до 30%, в то время как доля хабов к 2015 году увеличилась до 64%.

Первый европейский газовый хаб — National Balancing Point — появился в 1996 году в Великобритании и является крупнейшим по объемам спотовой торговли. Сейчас торговля газом в Евросоюзе ведется на 17 хабах. Причем 14 из них действуют в Северо-Западной и Южной Европе, а в Центральной и Восточной Европе их пока только три.

На хабах Центральной и Восточной Европы газ реализуется в основном через биржи, на основе спотовых (разовых), краткосрочных и среднесрочных (фьючерсных) сделок. В странах Северо-Западной и Южной Европы продажа газа на хабах происходит как посредством бирж, так и через ЭТП. Причем в Северо-Западной Европе в настоящее время на ЭТП приходится от 60 до 100% оборота⁸⁶.

Необходимо выделить отличия биржи от ЭТП. Во-первых, при осуществлении сделки на биржах обязательно участвуют клиринговые компании, которые осуществляют безналичные расчеты между продавцом и покупателем, тем самым минимизируя риски неплатежей.

Во-вторых, на биржах заключаются контракты как на физическую поставку газа (спотовые сделки), так и виртуальную (фьючерсы). Во втором случае газ может быть перепродан.

На ЭТП заключаются форвардные контракты, обязательные для исполнения всеми сторонами сделки. И как было отмечено ранее, выполнение форвардного контракта означает физическую поставку газа.

Спотовые и фьючерсные сделки по газу заключаются в Евросоюзе на девяти энергетических биржах, семь из которых располагаются в Северо-Западной Европе и две — в Центральной и Восточной частях ЕС.

В 2013 году торговля газом была объединена на двух энергетических биржах Северо-Западной Европы — немецкой European Energy Exchange (EEX) и французской Powernext. Так в ЕС появилась первая региональная биржа — PEGAS. Это положило начало европейских регуляторов на пути достижения главной цели Третьего энергопакета по созданию единого рынка газа.

⁸⁵ Нефть, газ и бизнес, С. В. Еремин «Потенциал развития биржевой торговли газом в ЕАЭС и ключевые барьеры для его раскрытия», 2017

⁸⁶ «Нефтегазовая Вертикаль», Е. Орлова «Европа идет на биржу», №7-8/2017

В зону обслуживания площадки PEGAS вошли девять европейских газовых хабов: английский NBP, немецкие GASPOOL и NCG, итальянский PSV, французские PEG Nord и TRS, голландский TTF и бельгийские ZTP и ZEE.

Рисунок 1. Зона торговли европейской региональной биржи PEGAS

Источник: PEGAS

В настоящее время PEGAS представляет собой центральную энергетическую торговую площадку немецкой группы European Energy Exchange (EEX), в которую входят:

- французская газовая биржа Powernext SA, осуществляющая функции оператора PEGAS;
- EPEX SPOT — французская биржа, проводящая краткосрочные торги электроэнергией в Германии, Франции, Австрии и Швейцарии;
- региональная клиринговая компания European Commodity Clearing;
- Cleartrade Exchange — компания, осуществляющая биржевые операции с производными финансовыми инструментами;
- датская газовая биржа Gas Point Nordic.

Биржевая торговля газом в Европе развивается уверенными темпами. Объем торгов с применением спотовых сделок на немецкой бирже European Energy Exchange в зоне обслуживания площадки PEGAS в 2013–2014 годах вырос на 142%, фьючерсных — на 193%.

Объем газа, проданного на бирже PEGAS, за 2015 год увеличился на 81%. Причем высокая активность наблюдалась практически на всех площадках⁸⁷.

На рисунке 2 представлен график, отражающий объемы торгов на хабах Европы в период с 2003 по 2015 год.

Два ликвидных хаба Северо-Западной Европы – NBP и TTF, демонстрируют значительный положительный отрыв по объемам торговли газом, в отличие от своих пока неликвидных соседей.

⁸⁷ «Нефтегазовая Вертикаль», Е. Орлова «Европа идет на биржу», №7-8/2017

Впервые в 2015 году Нидерландский хаб TTF стал основным европейским рынком по объемам спотовой торговли, увеличив объем сделок на 84%.

* - по NBP данные с 2011 г., но уже до этого данный хаб был крупнейшим в ЕС по объемам торгов

** - приведены консолидированные данные по всем французским хамам North PEG, South PEG, TIGF PEG

*** - по PSV данные с 2010 г.

Рисунок 2. Объемы спотовой торговли на хабах Европы

Источник: <http://www.gasinfocus.com>

По причине жесткого контроля со стороны государства, биржи обязаны быть полностью прозрачны во всем, что входит в их полномочия: торгуемые продукты, объемы торгов и цены. Это дает возможность рыночным участникам и наблюдателям иметь ценовой ориентир на будущее. Например, на бирже ICE глубина такого прогноза цен на газ по базису NBP достигает 6 лет, на бирже ICE-Endex прогноз цены на газ по базису TTF на 5 лет вперед. Обычно реальную цену можно отслеживать в режиме реального времени, либо с незначительной задержкой.

Иногда биржи используются для осуществления реальных физических операций в качестве небольшого процента от торгуемых контрактов, с поставкой по истечении срока. Это позволяет покупать и продавать на площадке обычно небольшие объемы физического газа.

Биржи выполняют ключевую функцию ценовой индикации для рынков газа, интегрирующихся, как в региональном, так и в глобальном масштабе. Переток денежных средств между газовыми биржами и финансовыми центрами превращает международную торговлю газом в один из главных факторов воздействия на ход и направление воспроизводства в глобальных масштабах.

Биржевая активность содействует интернационализации производственной, коммерческой и финансовой деятельности в газовой отрасли. Именно под таким углом зрения рассматривается газовая биржа в правоустанавливающих документах Евразийского экономического союза. Так, Договором о ЕАЭС предусматривается создание на евразийском пространстве товарных бирж, а утвержденная в его исполнение **Концепция формирования общего рынка газа ЕАЭС содержит перечень ключевых мероприятий по проектированию биржевой торговли газом и ключевые принципы их**

функционирования (приводятся на рисунке 3). Каждое из государств-членов по своему усмотрению определяет число бирж, на которых могут осуществляться торги газом и санкционирует участие в них национальных компаний. Вместе с тем, ни Договор, ни Концепция не исключают создания единой межгосударственной биржи Союза.

Рисунок 3. Положения о бирже в Концепции формирования ОРГ ЕАЭС

Источник: Еремин [4]

Представляется целесообразным организация биржевой торговли на общем рынке газа ЕАЭС на базе Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи (СПбМТСБ). Несмотря на довольно короткую историю (первые торги газом на ней состоялись в октябре 2014 г.) биржа сумела существенно нарастить товарные объемы, расширить перечень находящихся в обращении инструментов, а также завоевать признание ее участников. Здесь уже создана устойчивая инфраструктура, как заключения контрактов, так и их последующего исполнения.

Для того чтобы биржа смогла выполнить свою интеграционную в рамках ЕАЭС роль необходимо обеспечить для всех рыночных игроков равенство прав доступа к биржевым торгам газом на общем рынке газа Союза и прав доступа к транспортировке реализованного на бирже газа.

Поэтому становлению биржевой торговли газом должно предшествовать преодоление институциональной неоднородности национальных рынков государств ЕАЭС, а также гармонизация их нормативно-правового регулирования. Особое значение приобретает адаптация всех рынков к стандартам организованной краткосрочной торговли газом контрактных структур, условиям предоставления доступа к газотранспортным системам, принципам ценообразования на газ и способам расчета транспортного тарифа.

Количество же газовых бирж, которые будут действовать на территории всех стран-членов ЕАЭС не является принципиальным. Наиболее важно количество и расположение рыночных зон, сосредоточенных вокруг балансовых пунктов (хабов), где осуществляется трансфер, соединяющий продавца и покупателя, а также формируется цена.

Подводя итог, необходимо отметить, что биржевая торговля, как важный инструмент ценовой индикации и хеджирования рисков купли-продажи газа является важным фактором, способствующим развитию интеграции рынков природного газа в региональном и глобальном масштабе.

Список использованной литературы

1. «Договор о Евразийском экономическом союзе» от 29.05.2014 г.
2. Еремин С., «Рынки природного газа в условиях региональной экономической интеграции». // Нефть, газ и бизнес, 2015. - № 7. - С. 40-43.

3. Еремин С.В. «Станет ли природный газ товаром мировой биржевой торговли?» // Мировая экономика и международные отношения, 2016 (№1) т. 60. - с. 82-92
4. Еремин С.В. Потенциал развития биржевой торговли газом в ЕАЭС и ключевые барьеры для его раскрытия // Нефть, газ и бизнес, 2017. - № 3. - С. 39-46.
5. Еремин С.В. Регулирование и реформирование энергетических рынков. Учебное пособие /Под редакцией члена-корреспондента РАН Телегиной Е. А. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. – 134 с.
6. «Концепция формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза», утв. решением Высшего Евразийского экономического союза от 31.05.2016 г.
7. Митрова Т., Белова М., «Газовый рынок Европы: спот vs. долгосрочные контракты», изд. Энергетического центра «Сколково», январь 2012. – с.14 // <http://ineiran.ru/articles/2012jan-mitrova-t-a-belova-m-a-gazovyj-rynok-evropy-spot-vs-dolgosrochnye-kontrakty-energeticheskij-tsentr-skolkovo.pdf>
8. Орлова Е. «Нефтегазовая Вертикаль», «Европа идет на биржу», №7-8/2017
9. Телегина Е.А. Современная экономическая интеграция и формирование единого энергетического пространства: Монография в 2-х частях. Часть 2. Энергетическая интеграция государств ЕАЭС: предпосылки и возможности / Под ред. члена-корреспондента РАН Е. А. Телегиной. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. 309 с.
10. Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. Отв. ред. С.В. Жуков. М.: ИМЭМО РАН, 2016, 230 с.
11. <http://www.pegas-trading.com/en/>
12. <http://www.gasinfofocus.com>

Раздел IV. Россия: двустороннее сотрудничество с зарубежными странами в энергетике

Игнатов В.И.
Развитие СПГ проектов в России

Тенденцией развития мирового энергетического рынка является рост доли в мировом энергобалансе. Это вызвано рядом обстоятельств, СПГ обладает рядом преимуществ перед другими энергоносителями.

Основным преимуществом СПГ является удобство транспортировки и хранения – так как при сжижении газ уменьшается в объеме в 600 раз. Его можно транспортировать в отдаленные районы и газифицировать их в полном объеме.

Во-вторых, СПГ мало токсичен. Сегодня особую актуальность приобретает вопрос выбросов в атмосферу при использовании топливно-энергетических ресурсов. В данном случае выигрывает СПГ, так как он не содержит примесей по сравнению с другими ископаемыми топливами, а значит выбросы в случае аварийной ситуации или же при использовании минимальны.

В-третьих, СПГ гибок в транспортировке, так как нет жесткой привязки к определенной территории как в случае с трубопроводами. Вместе с тем, производство СПГ имеет свои особенности. Слабыми сторонами СПГ являются большое количество времени на сооружение заводов по сжижению, а также такое обязательное условие как наличие регазификационных станций в местах потребления. Помимо этого, для строительства таких заводов необходимы значительные объемы инвестиций и наличие потребителей, готовых взаимодействовать на долгосрочной основе.

Учитывая перспективу развития будущего энергопотребления, данный вопрос возможно решить путем взаимодействия крупных корпораций газового сектора. К тому же, статистика потребления СПГ дает нам наглядную картину последовательного роста по мировому потреблению с 297,67 млрд куб.м. до 338,3 млрд куб.м. с 2010 по 2015 гг. или на 20% (по данным ВР). Потребление СПГ наращивают из года в год Япония, Корея и страны Западной Европы, предпочитая его нефти и природному газу, транспортируемых по трубопроводам. Это обусловлено несколькими факторами:

- страна-импортер может диверсифицировать свою покупку, хеджируя риски волатильности цен посредством производных финансовых инструментов.
- основные страны-импортеры на протяжении последних пяти лет расширяли мощности регазификационных терминалов, либо же строят новые.
- производителям СПГ становится все выгодней использовать этот ресурс в качестве товара, предложенного на рынок, ведь покупатели сами указывают свои предпочтения.

Ежегодно география мирового рынка СПГ расширяется. По данным ВР за 2015 год главными производителями являются Катар - 75,75 млрд куб.м., Индонезия – 31,56 млрд куб.м., Малайзия – 30,54 млрд куб.м., Австралия – 25,36 млрд. куб.м, Алжир - 20,9 млрд куб.м., Тринидад и Тобаго - 20,38 млрд куб.м.

Россия на рынке СПГ занимает незначительную долю. Претензии России на роль мирового газового лидера и гаранта стабильности и безопасности глобальной энергетической системы обоснованы. Это связано с уникальными объемами доказанных запасов газа, а также географическими возможностями, позволяющими транспортировать газ в западном и восточном направлениях на все основные мировые газовые рынки.

Очевидно, РФ выгодно занять свою нишу на рынке СПГ по нескольким причинам.

Во-первых, развитие СПГ проектов позволит РФ наладить свою инновационную базу, что решит вопрос с ликвидацией зависимости от иностранных технологий в НГК.

Во-вторых, развитие технологий по сжижению и шельфовой добыче подталкивает к развитию смежных отраслей – металлургии и судостроения.

В-третьих, за развитием этих технологий подтягивается и обустройство инфраструктуры северных районов нашей страны, так как все проектируемые СПГ проекты точку базирования определяют на севере РФ. К сожалению, на данный момент в эксплуатации в России находится лишь один СПГ проект – Сахалин-2 с производством 14,9 млрд куб.м.

18 стран экспортеров СПГ производят примерно 250 млн тонн в год. Россия через 10 лет планирует занять 13% мирового рынка (ЭС2030). Сейчас в стадии разработки в нашей стране несколько крупных проектов: Ямал СПГ – в стадии реализации, Расширение Сахалина 2, а также «Владивосток СПГ», «Балтик СПГ», «Печора СПГ», «Дальневосточный СПГ», «Арктик СПГ» – на разных стадиях проектирования (см. табл. 1). Данные проекты имеют некоторые льготы – по ставкам НДС, налогам на имущество. Но пока развитие этих проектов затруднено по разным обстоятельствам. Очевидно, по-нашему мнению, без вмешательства государства занять 13% мирового рынка СПГ – сомнительная перспектива. Наиболее эффективным российским проектом является Ямал СПГ, он будет обладать наибольшей производственной мощностью – порядка 16 млн тонн в год. Первый танкер с СПГ из порта Сабетта должен отправиться в 2017 году. На данный момент 96% топлива уже продано по долгосрочным контрактам. Но, стоимость СПГ привязана к ценам на нефть, волатильность которых не позволяет точно прогнозировать дальнейшее развитие цены на СПГ. К тому же, на сегодняшний день доля СПГ, продаваемого по долгосрочным контрактам, начала снижаться. В настоящее время около 70% продаж СПГ осуществляется по долгосрочным договорам. Эта цифра заметно снижается, так как растет спот-рынок СПГ, на котором покупатели могут купить необходимый на настоящий момент объем по рыночной цене.

Таблица 1.

Сводная таблица Российских СПГ проектов

Название проектов, оператор	Мощность в год, млн. т	Стоимость, млрд долл	Год ввода	Примечание
Сахалин-2, Газпром	10,8	5-7	2009	Действует с 2009
Ямал СПГ, Новатэк	16,5	27	2017	Ввод в 2017
Дальневосточный СПГ, Роснефть	5	н/д	2018-2019	В 2015 году проект отложен
Арктик СПГ, Новатэк	16,5	н/д	2022-2024	-
Балтийский СПГ, Газпром	10	5-7	2018	В 2016 году проект отложен
Печора СПГ, Роснефть	4-8	5,5-6,6	2017	В марте 2016 инвестировано 7,5 млрд. руб.
Штокмановский СПГ, Газпром	7,5-15	30-45	После 2020	Проект заморожен
Итого	86-107	100-120		

Источник: составлено автором

Что же касается проекта «Владивосток СПГ», то этот проект имеет большое значение для развития восточной части Единой системы газоснабжения России и увеличения поставок

российского газа на рынки стран АТР, в том числе в Японию (исходя из подписанных соглашений о сотрудничестве в 2005, 2011, 2012, 2017). Несмотря на то, что Япония стоит на четвертом месте в мире по объемам энергопотребления, страна практически не обладает собственными энергоресурсами и является самым массовым импортером сжиженного природного газа в мире, импортируя в виде СПГ почти 100% потребляемого газа. Проект предполагает строительство в районе г. Владивостока (Приморский край) завода по производству СПГ мощностью не менее 15 млн т. СПГ в год. Первую линию мощностью 5 млн т. в год планируется ввести в 2018 году. Ресурсной базой для завода станет газ Сахалинского (проект «Сахалин-3»), Якутского и Иркутского центров газодобычи. В марте 2012 года «Газпром» принял решение подготовить собственное Обоснование инвестиций по проекту. В феврале 2013 года результаты «Обоснования инвестиций в проект строительства завода СПГ в районе г. Владивостока» были одобрены Правлением компании, и проект перешел в инвестиционную стадию реализации. Но на данный момент этот проект выведен из приоритетных, так как он является «Гринфилдом» по сравнению с Расширением Сахалина-2.

По поводу проекта «Балтик СПГ», нужно отметить, что он нацелен, прежде всего, на европейские рынки. Рассматривается также возможность проведения разменных операций СПГ-СПГ. В качестве целевого рынка для проекта выступают страны Латинской Америки, демонстрирующие заинтересованность в увеличении и диверсификации поставок СПГ. Кроме того, планируется использование продукции завода для газоснабжения Калининградской области, которая сейчас газифицируется транзитом через Литву. Мощность завода составит 10 млн тонн в год. Завод будет построен в районе морского порта Усть-Луга. В настоящее время идет работа по подготовке проекта «Балтийский СПГ» к переходу в инвестиционную стадию реализации.

Проект «Печора СПГ», также видится достаточно перспективным проектом, так как уже на первой фазе работы завода данный комплекс обеспечит переработку 4 млрд. куб. м. сухого газа в год и производство 2,6 млн. т СПГ. В проект заложены возможности расширения завода по переработке газа до 8 млрд. куб. м. По официальным данным, рынком сбыта определен Азиатско-Тихоокеанский регион.

«Роснефть» занимается реализацией проекта по производству СПГ на шельфе острова Сахалин. Ресурсной базой для первой очереди завода «Дальневосточный СПГ» станут собственные запасы компании в этом регионе, а также запасы газа проекта «Сахалин-1», который на данный момент закачивается в пласт для повышения нефтеотдачи и не приносит коммерческой пользы. «Роснефть» рассчитывает на привлечение японских инвестиций и технологий в проект. Ввод первой технологической линии завода мощностью 5 млн т в год намечен на 2018 год. В перспективе мощность может быть увеличена до 10 млн т в год. «Роснефть» и ExxonMobil в 2013 году подписали меморандум об изучении целесообразности строительства завода СПГ на Сахалине. Газ первой очереди уже законтрактован. Самый большой объем продан трейдинговой компании Vitol — 2,75 млн т, японская Marubeni покупает 1,25 млн т, другая японская компания Sodeco — 1 млн т СПГ. Инвестиции в проект могут составить до 8 миллиардов долларов. Индийские компании потенциально могут стать покупателями продукции «Дальневосточного СПГ», так как Oil and Natural Gas Corporation, которая с 2001 года является партнером «Роснефти» в проекте «Сахалин-1», рассматривает возможность партнерства в рамках реализации проекта и в области долгосрочных поставок в Индию.

«Арктик СПГ» - проект компании «НОВАТЭК» - предполагается осуществить в три этапа строительства. Газ для сжижения будет поступать с Салмановского и Геофизического нефтегазоконденсатных месторождений. На данный момент реализуется первый этап строительства в порту Саббета. Первую очередь завода планируется построить и запустить в 2018-2022 годах (мощность 5-5,5 млн. т), вторую – в 2019-2024 годах, третью аналогичную

по мощности очередь планируется построить и ввести в эксплуатацию в 2020-2025 годах. Рынком сбыта для этого проекта определен рынок АТР, в силу высоких цен на СПГ в этом регионе.

Проблема для наших компаний на рынке СПГ – это в среднем относительно низкие спотовые цены. К тому же реализация новых проектов СПГ в Австралии и США, приведет к ужесточению конкуренции. Поэтому компании России должны выработать долгосрочную стратегию по выходу российского СПГ на мировой рынок. Ожидается, что произойдет увеличение предложения СПГ в силу роста глобальных мощностей по сжижению почти на 50% в 2020 году относительно прошлогодних уровней. В 2015-2016 годах в мире были введены в действие заводы по сжижению СПГ общей мощностью 56,7 млн тонн в год. Но, многие европейские страны, диверсифицируя свое потребление энергоресурсов, рассчитывают на низкие цены в результате ценовой конкуренции между традиционными трубопроводными поставщиками и поставщиками СПГ. Такие тенденции еще раз говорят о перспективности данного ресурса в будущем, ведь бороться за новые рынки нужно в процессе их развития. Очевидно, наш СПГ должен быть дешевле и логистика его доставки на мировой рынок должна быть оптимальной. Безусловно, переход от традиционного газа и нефти к СПГ в нашей стране будет очень тяжелым, так как компании не охотно направляют инвестиции в высоко затратные проекты, какими, безусловно, являются проекты СПГ.

Фактически, если рассматривать краткосрочную перспективу, Россия имеет возможность бороться за долю рынка в Европе с альтернативными поставщиками на самых низких возможных ценовых уровнях. Мы можем безубыточно поставлять газ в Европу при текущих ценах (на уровне 4,2-4,3 доллара за МБТЕ по данным Высшей школы экономики), в то время как для конкурентных проектов СПГ из США эти ценовые уровни с трудом окупают краткосрочные переменные затраты.

Таким образом, развитие СПГ проектов в России является необходимым условием для решения внутренних и внешних вызовов, с которыми столкнулась наша страна. Но, нужно заметить, что без государственного участия полноценная реализация данных проектов невозможна. Мы считаем, что целесообразно упростить процедуру получения лицензий на месторождения для российских компаний, собирающихся строить СПГ заводы. Помимо этого, думается необходимо вводить директивными методами определенный уровень инвестиций, которые российские компании, владеющие лицензией на экспорт газа, обязана направлять на развитие СПГ проектов. Только в этом случае данное направление получит значительный толчок для роста.

Литература

1. Информационный портал Нефтегаз <http://neftegaz.ru/news/view/153737-Rosneft-planiruet-zapustit-zavod-Dalnevostochnyj-SPG-ne-ranee-2023-g.-Vopros-s-mestom-raspolozheniya-vse-esche-otkryt>
2. Официальный сайт Роснефти <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/GasStrategy/>
3. Официальный сайт Газпрома
<http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/vladivostok-lng/>;
<http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/baltic-lng/>;
<http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/sakhalin2/>;
4. Информационный портал Про-арктик <http://pro-arctic.ru/29/02/2016/news/20342>
5. Официальный сайт НОВАТЭКа <http://neftegaz.ru/news/view/155493-NOVATEK-sumeet-sekonomit.-Kazratraty-na-proekt-Arktik-SPG-2-otsenivayutsya-v-10-mlrd-doll-SShA>
6. Ямал СПГ <http://yamallng.ru/>
Печора СПГ <http://www.pechoralng.com/pechora-spg/pechora-spg-project.html>

Привлечение иностранных инвестиций в нефтегазовый комплекс России: вызовы и риски

1. ДИНАМИКА ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ

Приток иностранных инвестиций в страны с развитой экономикой вырос в 2014 году почти в два раза (на 84%), до 962 млрд. долл. по сравнению с 522 млрд. долл. Самый высокий рост был зафиксирован в Европе и США. В Соединенных Штатах произошел почти четырехкратный рост ПИИ. Доля развитых стран в мировом притоке ПИИ подскочила с 41% в 2014 году до 55% в 2015 году (рис. 1), такое положение отличается от тенденций последних пяти лет, когда регионы развивающихся стран и стран с переходной экономикой были основными получателями глобальных ПИИ.

Рисунок 1. Глобальный приток ПИИ по группам стран в 2005-2015 годах и прогнозы на 2016-2018 годы (млрд. долл. и проценты)

Источник ЮНКТАД

Ввоз ПИИ в Российской Федерации упал до 9,8 млрд. долл., во многом это объясняется санкциями в отношении РФ, введенными в 2014 году западными государствами. Новые ПИИ почти перестали поступать в условиях свертывания операций и серии сделок по выводу инвестиций. Экономический кризис и изменения законодательства в РФ также привели к сокращению масштабов и объемов ввоза ПИИ.

Рисунок 2. Вывоз ПИИ, 20 стран – крупнейших источников ПИИ в 2014 и 2015 годах (млрд. долл.)

Источник: ЮНКТАД

Однако, по состоянию на 1 февраля текущего года, приток прямых иностранных инвестиций в переходные экономики вырос на 38% до \$52 млрд. Несколько стран СНГ, включая Казахстан, Российскую Федерацию и Узбекистан, объявили о планах масштабной приватизации в 2016 году, в ходе которых появились новые возможности для иностранных инвестиций. Это в значительной степени отразилось в удвоении их притока в Казахстан (с \$4 до \$8,1 млрд), а также в их 62-процентном увеличении в Российской Федерации (с \$12 до \$19 млрд, согласно оценкам). Подчеркивается, что в Казахстане этот рост ассоциируется с активизацией добычи полезных ископаемых, а в России - с капиталовложениями, связанными с продажей государством 19,5% акций в нефтяной компании "Роснефть".

Исходя из современной ситуации в стране, можно утверждать, что мы сталкиваемся с двумя проблемами, а именно: с оттоком отечественных инвестиций за границу, а также с проблемой снижения количества инвестируемого капитала в экономику страны. Движение капитала из страны имеет крайне негативное влияние на экономику РФ.

Анализ привлечения иностранных инвестиций (ИИ) в экономику РФ показывает снижение объема инвестиций в Россию. (Рис.3.) Данная тенденция к сокращению обусловлена тем, что иностранными инвесторами был выбран курс вложений в энергетический сектор, ресурсодобывающую промышленность, а также финансовый сектор

– то есть в наиболее высокодоходные отрасли. Когда произошло обострение геополитической ситуации (конфликт интересов России, Украины, стран ЕС и США), это повлекло за собой отказ многих иностранных государств от импорта энергоресурсов из РФ, и последующий переход к иностранным источникам покупки этих ресурсов. В силу того, что прибыль данных вышеуказанных отраслей во многом зависит от цен на нефть, данная ситуация негативно сказалась на инвестиционную привлекательность российской экономики. В числе других негативных факторов можно также назвать проведение жесткой кредитно-денежной политики и нестабильный курс российской валюты. Инвесторы, предпочитающие стабильность экономической ситуации вкупе с минимизацией рисков, были вынуждены сократить объем инвестирования. Так как наличие высоких технологий является одним из главных факторов, которые способствуют привлечению инвестиций, отсутствие инновационных и наукоемких отраслей, которые способствуют повышению производительности труда и снижению издержек, в равной степени отталкивали инвесторов.

Рисунок 3. Динамика иностранных инвестиций в Россию 2011-2015 г.г.(млрд. долл.)
 Источник: Федеральная служба государственной статистики

Важной частью привлечения ИИ являются иностранные кредиты и прямые инвестиции. Однако при увеличении данных показателей также происходит увеличение государственного внешнего долга страны, что, безусловно, негативно влияет на финансирование отраслей промышленности и экономику в целом. (Рис.4.) Увеличение показателя зарубежных кредитов происходит потому что через процесс кредитования, иностранные инвесторы стараются помочь своим дочерним предприятиям, которые находятся на территории России.

Рисунок 4. Структура иностранных инвестиций в Россию (млрд. долларов)

Источник: Федеральная служба государственной статистики

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Современная Россия обладает множеством факторов, благоприятно влияющих на инвестиционный климат. К таким факторам относят:

- Географическое положение, которое положительно влияет на снижение издержек (в т.ч. транзакционных);
- Огромные запасы природных ресурсов и полезных ископаемых;
- Квалифицированный человеческий капитал;
- Большой объем потребительского рынка;
- Поддержка инвесторов государством.

Вместе с тем, есть и проблемы, влияющие на инвестиционную привлекательность экономики России:

1. Нестабильная внешняя политическая ситуация, наличие санкций;
2. Нестабильная экономическая ситуация внутри страны;
3. Пробелы в области законодательной базы в сфере налоговых сборов и инвестиций;
4. Высокая зависимость от экспорта нефтересурсов;
5. Недостаточное развитие наукоемких отраслей.

Неразвитость законодательной базы, отсутствие технологического преимущества, а также нестабильность экономической ситуации, в том числе, оказали влияние и на доходность компаний, которые занимаются привлечением ПИИ, что привело к их сокращению. Как следствие из данной ситуации, не только иностранные, но и отечественные инвесторы отказываются от инвестирования в отечественные компании и производят вывоз капитала за пределы территории РФ.

Отток инвестиций из России за границу негативно влияет на экономику страны, а именно: тормозит развитие производства, снижает ВВП и ухудшает инвестиционный климат. Это приводит к диспропорциям в экономике страны. (Рис.5.)

Рисунок 5. Динамика ввоза/вывоза капитала из России 2006-2015 г.г. (млрд. долларов)
Источник: ЦБ РФ

Выделим факторы, влияющие на отток капитала из РФ. К таким факторам можно отнести:

- Продолжение политической нестабильности, обострившейся в 2013 году;
- Нестабильный курс рубля, влияющий на доходность отечественных компаний;
- Тенденция к сохранению денежных средств, и, как следствие, вложение в экономически стабильные иностранные отрасли;
- Ужесточение кредитно-денежной политики и удорожание кредитов.

Еще одним фактором также можно считать вывод капитала из страны по причине уклонения от налогов отечественными компаниями, что ведет к росту теневого сектора. Очевидно, что Россия пока не является страной с благоприятным инвестиционным климатом; это находит подтверждение в том, что происходит отток не только иностранного, но и отечественного капитала.

Ниже нами перечислены возможные пути решения вышеуказанных проблем:

- Совершенствование налоговой базы в части инвестирования;
- Государственная поддержка компаний, использующих интеллектуальный труд;
- Создание территорий опережающего развития;
- Инвестирование и развитие сферы инноваций и технологий, повышающих статус страны, а также снижающих зависимость России от экспорта нефтересурсов. Если удастся привлечь высококвалифицированный персонал и получить доступ к новейшим технологиям, то это позволит повысить конкурентоспособность продукции и снизить издержки на производство;
- Совершенствование законодательной базы и упрощение процедур ввоза инвестиций, что приведет к повышению инвестиционного климата страны
- Стимулирование привлечения отечественных источников инвестиций путем совершенствования кредитно-денежной политики, снижения налогового

бремени и ориентирования на поддержку внутреннего рынка.

Также, целесообразно изменить вектор привлечения ИИ и шире использовать инвестиционные взаимоотношения с инвесторами стран АТР. В таком случае, сотрудничество может быть обоюдным: при вложении средств китайских и японских инвесторов в совершенствование технологий, они смогут обеспечить не только собственную прибыль, но и совершить «транзитное инвестирование» в страны ЕС, где Россия может получить процентную долю за перевод.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Телегина Е.А. Углеводородная экономика. Том 1 – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012;
2. А.В. Мудрак – Управление финансовым потенциалом промышленного региона в целях активизации инвестиционного процесса (На примере Кемеровской области), Москва, 2010 г;
3. Зубченко Л.А. Иностранные инвестиции.-М.: Книгодел, 2010;
4. Вахрин, П.И. Инвестиции: учебник / П.И. Вахрин, А.С. Нешиной; под ред. А.С. Нешиной. - М.: Дашков и Ко, 2012. - 352с.;
5. Коржубаев А.Г., Миловидов К.Н., Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012;
6. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С.Некрасова), материалы выступления проф. А.А. Конопляника
7. Федеральная служба государственной статистики. <http://www.gks.ru/>;
8. ЦБ РФ. <http://www.cbr.ru>.

Перспективы развития газохимического комплекса на Востоке страны

Согласно прогнозу «Научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035» Минэнерго, Россия относится к числу наиболее перспективных направлений развития нефтегазового сектора и определяет, освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и шельфовых месторождений, а также производства сжиженного природного газа и его транспортировки.

Осуществлять добычу на шельфе не легко, *существенно увеличить добычу Россия может за счет освоения континентального шельфа. Здесь потенциал роста огромен - если в мире на шельфе добывается уже почти 40% всех углеводородов, то в России этот показатель крайне мал – менее 3%. Разработка шельфовых месторождений, несопоставима по сложности с добычей на материке и требует применения самого высокотехнологичного оборудования.* Это самый дорогостоящий из всех возможных способов роста добычи углеводородов. По предварительным оценкам, только на освоение уже разведанных участков российского шельфа необходимо будет потратить около \$200 млрд. Крупнейшие российские нефтегазовые компании строят свои долгосрочные планы, в основном полагаясь на недра шельфовых проектов. «Роснефть» рассчитывает, что в 2020 году добыча нефти на шельфе обеспечит 5% российского производства жидких углеводородов, а к 2030 году вырастет до 40%. «Газпром» ожидает, что к 2030 году его запасы на шельфе достигнут 11 трлн. кубометров газа, а добыча — порядка 210 млрд кубометров. Только прогнозные данные о запасах углеводородов на российском шельфе оцениваются в 130 млрд тонн нефтяного эквивалента (из них нефти и конденсата 47,8 млрд тонн, все остальное — газ). Прогнозы пока строятся на основе результатов сейсмических исследований, но специалисты не исключают сенсаций после первых поисково-разведочных работ. Минприроды уже подготовило Программу разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов, которая содержит разные сценарии развития. При этом министерство выступает за допуск частных компаний к работе на шельфе и подчеркивает [1], что в этом случае целевые показатели программы улучшаются. Развитие добычи нефти в шельфах – необходимое мероприятие, так как 75 % мировых запасов нефти находятся именно в них. Еще неисследованным остается арктический шельф, где базируется более 25 % от общих запасов нефти, но технологии для ее добычи пока только разрабатываются. Много запасов энергоресурсов не только на шельфе, но и на материке.

Комплексное освоение Востока

На востоке России сосредоточено более четверти всех начальных суммарных ресурсов газа страны [2]. Это составляет около 66 трлн кубометров. Из них примерно 51 трлн кубометров локализован на суше и около 15 трлн кубометров – на шельфе морей, которые омывают Восточную Сибирь и Дальний Восток.

Сила Сибири» — строящийся магистральный газопровод для поставок газа из Якутии в Приморский край и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Совместный проект «Газпрома» и Китая. Стоимость строительства оценивается в 800 млрд руб., но может превысить 1 трлн. Закончить газопровод планируется к 2017 году. Начать поставки газа по нему в Китай планируется в 2019 году. В последнее десятилетие в Китае началась активная добыча сланцевого газа[3]. Так объем добычи газа в Китае за первые семь месяцев 2016 года составил 9,84 млрд. куб. м., а к 2020 году в планах нарастить добычу сланцевого газа до 30 млрд кубометров в год. Если тенденция на добычу газа в Китае будет расти такими быстрыми темпами, то КНР возможен вариант полного отказа от Российского

газа[4].Трасса газопровода проходит в экстремальных природно-климатических условиях, преодолевает заболоченные, горные и сейсмоактивные территории, участки с вечномерзлыми и скальными грунтами. «Сила Сибири» будет способствовать социально-экономическому развитию Дальнего Востока. Газопровод создаст условия для газоснабжения и газификации российских регионов, развития современных газоперерабатывающих и газохимических производств.

Источник: Восточная газовая программа Газпрома «Сила Сибири»

«Сахалин-2» — нефтегазовый проект, реализуемый на острове Сахалин. Проект предусматривает разработку двух шельфовых месторождений:

Пильтун-Астохского (главным образом нефтяного месторождения спутным газом);

Лунского (преимущественно газового месторождения с попутным газовым конденсатом и нефтяной оторочкой).

Общие запасы составляют 182,4 млн т нефти и 633,6 млрд м³ газа. В 2009 году начал работу, построенный «Сахалин Энерджи» первый в России завод по производству сжиженного природного газа [5]. Добытые нефть и газ поступают по транссахалинской трубопроводной системе через объединенный береговой технологический комплекс на производственный комплекс «Пригородное», который включает в себя завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) и терминал отгрузки нефти. В 2015 году завод произвел 10,8 миллиона тонн (эквивалент 14,9 миллиарда кубических метров природного газа) СПГ, который затем транспортировался в Японию, Корею, Китай, Тайвань и Таиланд. Освоение Востока очень важно для нашей страны не только для подпитки традиционных направлений, но и выходы на новые, например АТР

Источник: Восточная газовая программа “Сахалин-2”

Как известно, АТР является наиболее динамично развивающимся регионом. Следовательно [6], данный район является наиболее инвестиционно-привлекательным регионом. Их развивающаяся огромными темпами промышленность требует все больших и больших объемов энергоресурсов таких как природный газ, нефть, уголь. Для России этот рынок является наиболее перспективным ведь наша страна богата этими энергоресурсами. Россия является неединственным поставщиком газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе, основными ее конкурентами являются: Австралия и Катар. В Австралии запущенные заводы направляют свой СПГ преимущественно в Японию, в небольших объемах в Южную Корею, а также в Китай. К 2020 году планируется увеличение поставок за счет открытия новых заводов СПГ, новые поставки будут по-прежнему идти и в Японию, но также в значительной степени связаны с развивающимися странами АТР.

Основная часть поставок газа из Катара теперь окончательно перебазирована в Азию. Азиатские терминалы по приёму СПГ часто не могли принимать супертанкеры. В результате Катару приходилось фрахтовать «чужие» газовозы, чтобы обеспечить транспортировку СПГ на прибыльные азиатские направления, но сейчас терминалы усовершенствованы и готовы к принятию газа с Катарских танкеров, в основном планируется увеличение поставок на рынки Китая и Японии.

На Востоке России активно формируются новые центры газодобычи и единая система транспортировки газа. Они обеспечат поставки газа потребителям регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока на долгосрочную перспективу, также позволят организовать новый мощный канал экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. России нужно увеличивать добычу углеводородов на шельфе ведь в данный момент у нас добывается менее 3 % углеводородов, происходит отставание в этом вопросе от всего мира, но все в наших руках, ведь потенциал для роста добычи и разработки новых месторождений у нас огромен, протяженность шельфов у берегов России составляет 21% от всего шельфа Мирового океана. Около 70% его площади перспективны с точки зрения полезных ископаемых, в первую очередь нефти и газа. Также нужно усиливать позицию России в АТР, ведь этот регион один из самых успешных и быстро развивающихся в мире. На двадцать одну национальную экономику Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества (АТЭС), наиболее крупного международного экономического союза, приходится 57 % актов международной торговли и 16 трлн долл. США совокупного ВВП. До 2030 г. ожидается рост ВВП в АТР до 70 %. Для развития АТР требуется огромное множество энергоресурсов, наша страна богата этими ресурсами и мы ещё можем занять лидирующую позицию в этом регионе.

Список литературы:

- 1) <http://www.rus.rpi-research.com/img/AnalitikBull.pdf>
- 2) <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/east-program/>
- 3) http://tek-russia.ru/issue/articles/articles_54.html
- 4) <https://www.gazeta.ru/business/2014/09/18/6220313.shtml>
- 5) <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/sakhalin2/>
- 6) <https://ru.wikipedia.org/wiki/>

Нефтегазовый ресурсный потенциал мирового шельфа и глубоководных акваторий и его роль для нефтегазового комплекса Бразилии

На сегодняшний день мировой шельф является одним из крупнейших источников углеводородного сырья (в частности, около трети всей нефти добывается на морском шельфе)⁸⁸.

В период 2001-2010 гг. две трети открытий новых нефтегазовых месторождений приходилось именно на морские акватории⁸⁹. И даже в 2014-2015 гг., когда совокупный прирост мировых запасов нефти и газа в стал самым низким за последние 20 лет, основной объем новых запасов углеводородов был обеспечен, главным образом, за счет морских месторождений углеводородов (на суше крупных открытий сделано не было).

В 2015 г. морская добыча нефти была на самом высоком уровне с 2010 года, и составила почти 30% от общего объема мировой добычи нефти (рис.1).

По данным Агентства энергетической информации США (EIA), в 2015 г. мировая добыча нефти из глубоководных месторождений достигла 9,3 млн барр. в сутки, демонстрируя увеличение добычи нефти на 25% по сравнению с прошлым десятилетием, когда добыча находилась на уровне почти 7 млн барр. в сутки.

Рисунок 1. Динамика добычи сырой нефти в 2005 – 2015 гг., млн барр./сутки

Источник: EIA, URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492>

Мелководье всегда считалось менее дорогим и ставило менее сложные технические задачи для исследования и бурения морских скважин, но прогресс в развитии технологий морской добычи углеводородов и успехи в геологоразведке подтолкнули крупные нефтяные компании к освоению глубоководных и сверхглубоководных месторождений углеводородов⁹⁰ [2]. Как следствие, в общем объеме морской добычи стала расти доля глубоководной и сверхглубоководной нефти, а добыча с мелководья в 2015 году составила 64%, что стало самым низким показателем за десятилетний период (рис. 2).

⁸⁸ Несмотря на то, что такая добыча требует особых, более сложных технологий, нефть, добываемая на шельфе, считается “традиционной”

⁸⁹ Russia Offshore –URL: <http://www.offshore-mag.ru/novosti/shelyf-obespechil-osnovnyuyu-chasty-prirosta-zapasov-uglevodorodov-v-poslednie-godi-rosgeologiya>

⁹⁰ По классификации EIA морские месторождения делятся на мелководные (глубиной до 125 метров), глубоководные (глубиной 125 – 1 500 метров) и сверхглубоководные (глубиной свыше 1 500 метров)

Основной объем глубоководной и сверхглубоководной добычи нефти в мире сосредоточен, главным образом, в четырех странах: Бразилии, Соединенных Штатах Америки, Анголе и Норвегии. Каждая из этих стран с новым десятилетием все большую долю нефти извлекает именно из глубоководных или сверхглубоководных зон.

Рисунок 2. Динамика изменения добычи нефти на морских месторождениях, 2005-2015 гг., млн барр. в сутки

Источник: EIA, URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28552>

Бразилия – будущий лидер в освоении шельфовых проектов

По прогнозам компании GlobalData, Бразилия намерена стать лидером по добыче нефти на морском шельфе уже в ближайшие годы. Планируется, что к 2025 году на шельфе этой страны будут введены в эксплуатацию 40 новых проектов, тогда как во всем мире планируется ввести 236. Бразильская государственная компания Petrobras (Petroleo Brasileiro S.A) также лидирует по количеству запланированных проектов — всего 35 (34 - нефтяные, 1 - газовый).

Ожидается, что к 2025 г. запуск новых проектов по морской добыче нефти обеспечит прирост мировой добычи нефти на 6,8 млн барр. в сутки, а мировой добычи газа — на 1,03 млрд м³ в сутки.

По своим объемам коммерчески извлекаемые запасы углеводородов на шельфе Бразилии уступают только России, Ирану и Мозамбику. Анализ GlobalData показывает, что коммерчески извлекаемые запасы углеводородов новых шельфовых проектов Бразилии оцениваются в 13,3 млрд барр. н.э. Для сравнения, совокупные коммерчески извлекаемые запасы углеводородов новых шельфовых проектов Бразилии оцениваются в 13,3 млрд барр. н.э. Для сравнения, совокупные коммерчески извлекаемые запасы углеводородов новых шельфовых проектов Норвегии, США, Великобритании и Нигерии составляют в общей сложности 12,9 млрд барр. н.э.

По оценкам GlobalData, общий объем инвестиций в новые шельфовые проекты в мире в период 2016-2025 гг. оценивается в 500 млрд долл., из которых на долю Бразилии придется не менее 23% (116 млрд долл.).

При этом именно бразильская компания Petrobras будет иметь самую высокую долю расходов среди компаний в глобальной морской нефтегазовой добыче, и, как ожидается,

потратит порядка 91 млрд долл. на ключевые запланированные проекты в ближайшие 10 лет⁴⁹¹.

Крупнейшие действующие шельфовые проекты Бразилии

По данным ЕИА, доказанные запасы жидких углеводородов в Бразилии составляют 16 млрд барр., из которых 75% приходится на бразильский шельф⁹¹. Основные бразильские месторождения расположены на шельфе штатов Рио-де-Жанейро (более 80% суммарных запасов нефти Бразилии) и Эспириту-Санту (9%).

По запасам углеводородов на шельфе Бразилии выделяются два крупнейших бассейна: Santos и Campos (рис. 3). Крупнейшим нефтяным месторождением Бразилии является подсолевое месторождение Tupi (Lula), относящееся к бассейну Santos и открытое в октябре 2006 года компанией BG Group. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 700-1100 млн т н.э.

Месторождение Libra, открытое в бассейне Santos в 2010 году на глубине 2 000 метров может увеличить суммарные запасы страны еще на 50%, однако геологоразведочные работы на нем пока продолжаются.

Шельфовые месторождения в бассейне Santos отличаются глубиной залегания углеводородов: под двухкилометровым слоем воды лежит мощный солевой слой, толщина которого достигает 5 000 м. При этом глубина залегания, так называемого подсолевого слоя нефти и газа, может достигать 7 000 м.

Рисунок 3. Динамика изменения доказанных запасов углеводородов на основных глубоководных месторождениях Бразилии, 2012 – 2014 гг., млн барр. н.э.

Источник: составлено автором, по данным [4]

По данным ВР, за период 2005-2015 гг. добыча нефти в Бразилии выросла на 47,5% (с 1,7 до 2,5 млн барр. в сутки), при этом добыча углеводородов на морских месторождениях Бразилии увеличилась на 58%.

Основной прирост добычи был обеспечен, главным образом, за счет увеличения добычи на глубоководных месторождениях бассейна Santos из подсолевых залежей углеводородов. (рис. 4).

⁹¹ Energy GlobalData // Despite Challenges, Brazil Continues to Lead the World for Offshore Oil and Gas Upstream Projects, says GlobalData // 8 августа 2016 г. –URL: <http://energy.globaldata.com/media-center/press-releases/oil-and-gas/despite-challenges-brazil-continues-to-lead-the-world-for-offshore-oil-and-gas-upstream-projects-says-globaldata>

Рисунок 4. Динамика изменения добычи углеводородов на основных морских месторождениях Бразилии, 2012 – 2014 гг., млн барр. н.э./сут

Источник: составлено автором, по данным [4]

Перспективные глубоководные проекты

В 2005 г. национальной компанией Petrobras были пробурены разведочные скважины в месторождении Тупи, а уже в 2007 году на данном месторождении было проведено бурение на глубине 5 486 метров под слоем соли огромной толщины. Запасы нефти данного месторождения оцениваются примерно в 5 – 8 млрд барр. н.э.

В бассейне Santos был обнаружен ряд других подсолевых месторождений. Добыча на пилотных проектах Лула (Lula) началась в 2009 году, а Сапинья (Sapinhoa) – в 2010 году. В 2013 году Бразилия в среднем добывала с подсолевых месторождений 303 тыс барр./сут., а в октябре 2013 года — 607 тыс барр./сут.⁹².

В октябре 2013 года Бразилия провела тендер на разработку месторождения Libra (извлекаемые запасы — 8–12 млрд барр). Победу в тендере одержал консорциум, в который вошли Petrobras (доля 40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) и CNOOC (10%). Первая добыча запланирована уже в этом году, при том, что ожидается добычи на данном месторождении 1,3 млн барр./сут. к 2030 году. В Бразилии ожидают, что на добычу из подсолевых залежей с 2020–2030 годов будет приходиться большая часть прогнозируемого роста добычи углеводородов в стране.

Еще одним крупным бразильским проектом в 2013 году стало открытие подсолевого месторождения Franco, запасы которого могут даже превысить извлекаемые запасы месторождения Libra. Также, в мае 2014 года Petrobras сделала еще одно подсолевое открытие — 5 млрд барр. на участке Entorno de Iara⁵.

Помимо крупнейших подсолевых запасов нефти, Бразилия обладает колоссальными запасами газа, являясь при этом второй страной по величине запасов газа в Южной Америке. Около 85% запасов природного газа Бразилии сконцентрировано на шельфе, а 66% шельфовых запасов сосредоточено у побережья штата Рио-де-Жанейро.

В 2013 году страна объявила о дополнительных открытиях месторождений в бразильских шельфовых подсолевых слоях, что даст возможность стране потенциально увеличить добычу природного газа и вывести ее на новый, глобальный уровень.

⁹² Бразилия: надежды на подсолеву нефть оправдываются. Никитина Анастасия // Нефтегазовая вертикаль. URL: http://www.ngv.ru/upload/medialibrary/Analytics/braziliya_nadezhdy_na_podsolevuyu_neft_opravdyvayutsya.pdf

Глубоководные проекты Бразилии в условиях низкой цены на нефть

Освоение глубоководных акваторий для Бразилии играет главенствующую роль. Колоссальные запасы нефти и газа, сосредоточенные на больших глубинах в подсоловых зонах, способны значительно увеличить добычу углеводородного сырья в стране и снизить ее зависимость от импорта углеводородов.

Несмотря на то, что Бразилия обладает крупнейшими открытыми запасами углеводородов на шельфе, готовыми к разработке, мировой рынок углеводородов диктует свои условия. Цена на нефть не позволяет данным проектам осуществиться и развиваться в краткосрочной перспективе, большая часть из них отложена на долгосрочную перспективу. Обусловлено это тем, что при себестоимости добычи углеводородов из шельфовых месторождений в 54 – 60 долл. за барр. и цене на нефть, которая колеблется в пределах 50 – 55 долл. за барр. говорить о рентабельности таких проектов не приходится⁹³. В таких условиях перспективы освоения глубоководного шельфа страны будут зависеть от ожидаемой динамики мировых цен на углеводороды, снижение которых в последние годы негативно отразилось, в первую очередь, на наиболее дорогих шельфовых проектах по добыче углеводородов не только в Бразилии, но и во всем мире.

Для того, чтобы дать глубоководным проектам жизнь, компания Petrobras открывает месторождения нефти на шельфе для иностранных компаний. Нижняя палата бразильского конгресса одобрила законопроект, открывающий для иностранных инвесторов нефтегазовые месторождения в подсоловом слое на шельфе страны и разрешающий другим компаниям быть операторами таких проектов. Планируется, что уже к середине 2017 года Бразилия выставит на продажу четыре участка в подсоловой зоне на шельфе, один из которых будет прилегать к участку Carcara в бассейне Santos⁹⁴.

Более того, Национальное агентство нефти Бразилии (ANP) в 2016 году одобрило продажу компанией Petrobras 66% доли в одном из шельфовых блоков в рамках гигантского нефтяного месторождения Carcara норвежской Statoil⁹⁵[10]. Такое решение Бразилии можно обосновать тем, что в условиях низкой цены на нефть страна хочет разрабатывать свои глубоководные проекты, которые в современной экономической ситуации осуществить ей в одиночку достаточно сложно.

Заключение

В этой связи Бразилии необходимо продолжать работу по совершенствованию технологий глубоководной добычи нефти с тем, чтобы снизить издержки на освоение новых глубоководных проектов и обеспечить конкурентоспособность бразильских углеводородов на мировом рынке в условиях относительно низких мировых цен на нефть.

Список использованной литературы:

1. U.S. Energy Information Administration (EIA). – Электронный ресурс. Режим доступа <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492>
2. U.S. Energy Information Administration (EIA). – Электронный ресурс. Режим доступа <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28552>
3. Панорама: Морские проекты// Нефтегазовая Вертикаль. Национальный отраслевой журнал №21, 2016. – Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.ngv.ru/magazines/article/panorama-morskie-proekty/>
4. Petrobras Report of the Administration 2014

⁹³ Цена нефти: между экономикой и политикой. Сулашкин С.С., Дегтёв А.С. 14 июля 2015 г. –URL: <http://rusrand.ru/analytics/tsena-nefti-mezhdu-ekonomikoj-i-politikoj>

⁹⁴ Бразилия открывает месторождения нефти на шельфе иностранным компаниям // Russia Offshore. URL: <http://www.offshore-mag.ru/novosti/braziliya-otkrivaet-mestorozhdeniya-nefti-na-shelyfe-dlya-inostrannih-kompaniy>

⁹⁵ В Бразилии разрешили Statoil купить долю в крупнейшем нефтяном проекте // Russia Offshore. URL: <http://www.offshore-mag.ru/novosti/v-brazilii-razreshili-statoil-kupity-dolyu-v-krupneyshem-neftyanom-proekt>

- 5 Energy GlobalData // Despite Challenges, Brazil Continues to Lead the World for Offshore Oil and Gas Upstream Projects, says GlobalData // 8 августа 2016 г. – Электронный ресурс. Режим доступа: <http://energy.globaldata.com/media-center/press-releases/oil-and-gas/despite-challenges-brazil-continues-to-lead-the-world-for-offshore-oil-and-gas-upstream-projects-says-globaldata>
6. Бразилия: надежды на подсолевую нефть оправдываются. Никитина Анастасия // Нефтегазовая вертикаль. – Электронный ресурс. Режим доступа: http://www.ngv.ru/upload/medialibrary/Analytics/braziliya_nadezhdy_na_podsolevuyu_neft_opravdyvayutsya.pdf
7. Russia Offshore – Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.offshore-mag.ru/novosti/shelyf-obespechil-osnovnuyu-chasty-prirosta-zapasov-uglevodorodov-v-poslednie-godi-rosgeologiya>
8. Цена нефти: между экономикой и политикой. Сулашкин С.С., Дегтёв А.С. 14 июля 2015 г. – Электронный ресурс. Режим доступа: <http://rusrand.ru/analytcs/tsena-nefti-mezhdu-ekonomikoj-i-politikoj>
9. Russia Offshore – Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.offshore-mag.ru/novosti/braziliya-otkrivaet-mestorozhdeniya-nefti-na-shelyfe-dlya-inostrannih-kompaniy>
10. Russia Offshore – Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.offshore-mag.ru/novosti/v-brazilii-razreshili-statoil-kupity-dolyu-v-krupneyshem-neftyanom-proekte>

Свиридов Н.О., Халов О.М. Россия на мировом рынке авиатоплива

Наблюдаемое в последние несколько лет снижение мировых цен на нефть привело к увеличению затрат на авиатопливо. Это в свою очередь сказалось на снижении цен на авиабилеты и вызвало рост рынка гражданских авиаперевозок. По мнению главного экономиста IATA Брайана Пирса, которое приводит The Wall Street Journal, основной эффект от нынешнего падения цен на авиабилеты наступит на рынке в 2017 году⁹⁶.

Благодаря низким ценам на топливо, не только падают цены на билеты, но и растут доходы в сегменте авиаперевозок, а за ними и капитализация бизнеса. Так, по итогам девяти месяцев 2015 г. акции большинства авиакомпаний мира подорожали, в среднем, на 9%.

Это свидетельствует о росте доступности и популярности пассажирских авиаперевозок, а, следовательно, о хороших перспективах дальнейшего развития этого сегмента мирового авиарынка.

Перспектива такова, что дальнейший рост авиаперевозок будет поддерживать устойчивый спрос на авиационное топливо в мире. Вместе с тем, важным фактором, определяющим будущие объемы потребления авиакеросина, будет и рост эффективности авиационных двигателей.

Так, по данным ИНЭИ РАН, удельный расход топлива для авиации снизился за последнее десятилетие на 30% за счет использования в авиастроении современных материалов обшивки, увеличения эффективности реактивных двигателей и увеличения грузо- и пассажироподъемности современных авиалайнеров. К 2040 году ИНЭИ РАН, основываясь на прогнозах компании Boeing, ожидает снижения удельного расхода топлива в авиации еще на 30% (рис. 1).

Рисунок 1. Ретроспективная динамика и прогноз снижения среднего удельного расхода топлива на авиационном транспорте, 1990-2040 гг.

Источник: ИНЭИ РАН

Динамика мировых цен на авиатопливо

Стоимость топлива влияет не только на величину спроса на пассажирские перевозки, но и на размер затрат авиаперевозчиков и соответственно величину их прибыли. А на

⁹⁶ Константин Пукемов, Gudok.ru. 2015 год был лучшим для мировой авиации за последние пять лет. URL: <http://www.gudok.ru/passengertrans/?ID=1326642>

стоимость авиационного топлива оказывают влияние множество глобальных, региональных и местных факторов. В конечном счете, все это отражается на общем количестве поставляемых продуктов нефтепереработки⁹⁷.

Рисунок 2. Динамика основных биржевых котировок на авиакеросин, 2000-2015 гг.

Источник: Составлено авторами по данным Platts

Как видно из рис. 1 и 2, мировые биржевые котировки на авиакеросин (цены в Роттердаме, Средиземноморской Европе и Сингапуре) практически синхронно реагировали на динамику мировых цен на нефть в период 2000-2014 гг. Не стал исключением и 2015 год.

По сути, это означает, что авиакеросин вновь стал привлекательным топливом для международной авиации и следует ожидать оживления спроса на него со стороны мировой авиации.

По данным EIA, объем потребления авиакеросина в мире за период с 2000-2013 гг. увеличился на 18,8%. В 2014-2015 гг. положительная динамика прироста мирового потребления авиакеросина сохранилась.

На уровне крупных макрорегионов мира лидерами по потреблению авиакеросина являются АТР, Северная Америка, Европа.

Существенные изменения за последние годы произошли и в десятке стран-лидеров по потреблению авиатоплива. Лидерство с огромным отрывом от других стран удерживают США, где сектор авиаперевозок является самым развитым в мире. Однако, наиболее быстрорастущим макрорегионом мира по потреблению авиатоплива стал регион АТР, где потребление авиакеросина с 2000 по 2013 год выросло в 1,5 раза или на 21 млн т.

В целом, динамика потребления авиатоплива за последние 10-15 лет наглядно свидетельствует о наличии двух полюсов спроса: Северная Америка и быстрорастущие страны АТР. На уровне стран бесспорными лидерами по потреблению авиатоплива являются США и Китай. При этом, если в США объемы потребления авиатоплива постепенно

⁹⁷ Артур Нургалеев // АвиаПорт.Ru. URL: <https://www.aviaport.ru/news/2012/10/31/243254.html>

снижаются, вследствие постоянного роста энергоэффективности эксплуатируемого авиационного парка, то в Китае они растут средними темпами выше 10% в год.

Динамика мирового предложения авиатоплива

Так же, как и по потреблению авиатоплива, лидерство в его производстве перешло от Северной Америки к странам АТР.

На уровне крупных макрорегионов мира лидерами по производству авиакеросина являются страны АТР и Северная Америка. Замыкает лидирующие позиции страны Европы. Существенные изменения за последние годы произошли и в десятке стран-лидеров по производству авиатоплива (рис.3).

Рисунок 3. Страны-лидеры по производству авиатоплива, 2000 и 2012 гг.

Источник: Составлено авторами по данным EIA

Безусловным лидером в сфере производства авиатоплива остаются США. Однако объемы производства авиакеросина в стране падают по мере снижения спроса на него. Так, за период с 2000 по 2014 гг. производство авиакеросина в США снизилось почти на 10%.

На этом фоне бурный рост производства авиатоплива демонстрируют Южная Корея в 2014 г. (в 2,2 раза к уровню 2000 г.) и Китай в 2014 г. (в 2,5 раза к уровню 2000 г.). Несмотря на то, что Россия также нарастила производство авиакеросина (в 2014 г. в 1,5 раза к уровню 2000 г.), она уступила свое 2 место, Южной Корее и опустилась на 4 позицию, пропустив вперед еще и Китай.

Текущее развитие мирового рынка авиаперевозок в целом свидетельствует о его устойчивости и довольно серьезных перспективах будущего роста, что, безусловно, будет способствовать росту спроса на авиатопливо.

Анализа производства и потребления авиатоплива по крупным макрорегионам мира, показывает, что в самом быстроразвивающемся регионе в части развития авиаперевозок и потребления авиатоплива — АТР — созданы избыточные мощности по производству авиакеросина. Также избыток производства авиакеросина характерен для стран Ближнего Востока и Северной Америки.

Вместе с тем, наиболее существенный дефицит собственного производства авиатоплива характерен для европейских стран и евразийского региона, включающего страны Центральной Азии, Россию и страны Ближнего зарубежья (за исключением Прибалтики).

Тенденции развития рынка авиатоплива и авиаперевозок в России, 2000 – 2014

гг.

Россия - огромная по площади в сравнении с небольшими государствами Западной Европы держава. Расстояния между отдельными регионами очень велики, поэтому целесообразней всего преодолевать их самолетами. Кроме того, здесь имеются достаточно дикие уголки, где иное сообщение, помимо воздушного, вообще невозможно. И все-таки, несмотря на явные предпосылки к активному развитию рынка авиаперевозок, страна заметно отстает в данной отрасли от западных соседей, хотя на данный момент наметилась тенденция к улучшению ситуации на местном рынке авиаперевозок⁹⁸.

Роль воздушного транспорта в обеспечении дальнего пассажирского сообщения ежегодно возрастает. Так, в 2015 году пассажирооборот воздушного транспорта более, чем в 2 раза превысил пассажирооборот железнодорожного транспорта, хотя в 2000 году уступал ему также в 2 раза. Наиболее интенсивно в РФ развивается международный сегмент рынка авиационных перевозок. Сохраняется высокая значимость авиации и для обеспечения транспортной доступности населенных пунктов районов Крайнего Севера.

Таким образом, тенденции 2000-2015 гг. на российском рынке авиаперевозок можно было охарактеризовать как крайне благоприятные для дальнейшего наращивания поставок российского авиатоплива на внутренний рынок.

Рынок авиаперевозок в России, 2015 – 2016 гг.

Рынок авиаперевозок 2014 год характеризовался резким изменением ситуации, обусловленным негативным влиянием внешнеполитических и общеэкономических факторов, а также обострением системных проблем российской авиации.

В первые два квартала 2014 г., сохранялся двузначный рост спроса на авиаперевозки. Ситуация начала меняться вместе с резким падением цен на нефть и последовавшим за этим обвалом курса национальной валюты. Для большинства авиакомпаний мира - снижения цен на нефть и топливо является положительной новостью, однако в ситуации с российской экономикой данное правило не работает. К осени, цены резко вырастают из-за курсовых разниц, в дальнейшем происходит снижение туристического потока в страны Европы, а чуть позднее сказались макроэкономические факторы: падение реальных доходов населения, сокращение объемов промышленного производства и пр.

В 2014-2015 гг. ухудшение геополитических отношений России со странами Запада привело к ряду негативных последствий:

- Снижение ВВП и сокращение деловой активности как на внешних, так и на внутренних рынках;
- Сокращение реальных доходов населения;
- Девальвация рубля, как следствие, привела к росту стоимости зарубежного отдыха (динамика спроса упала на главные туристические направления – Европа);
- Банкротство туристических направлений;
- Политический кризис на Украине;
- Ограничение полетов в Египет и Турцию (спрос со стороны российских туристов до 40%)
- Негативные потребительские ожидания.

В сложившихся условиях у авиакомпаний, очевидно, остается два пути действия:

- сокращение провозных емкостей с потерей доли рынка для наиболее проблемных перевозчиков;

⁹⁸ Российский рынок авиаперевозок. URL: <http://bor-ger.ru/rossijskij-rynok-aviaperevozok/>

- сохранение доли рынка и обеспечение загрузки рейсов за счет снижения цены в надежде на скорое улучшение на рынке.

Очевидно, что в данном выборе при отсутствии других внешних факторов авиаперевозчикам необходимо следовать увеличению доходности. Второй подход предполагает вариант «отложенного кризиса», который будет более болезненным с учетом накапливающейся задолженности авиакомпаний.

Цена на авиатопливо в России

За рубежом цена формируется при участии покупателя в результате торга, в России же стоимость топлива назначает производитель. На российском внутреннем рынке авиатоплива цены формируются монополистами нефтяного рынка при высоких ставках акцизов и налогов (60- 70% от оптовой цены). В большинстве российских аэропортов, как правило, один продавец авиакеросина, что сильно осложняет ситуацию для авиакомпаний — они вынуждены покупать топливо по монопольной цене. У авиакомпаний затраты на топливо составляют 40 - 50% от всех расходов⁹⁹.

Мы считаем, что для развития рынка авиаперевозок необходимо:

- Изменить системы налоговой нагрузки как на производителей авиатоплива, так и на авиаперевозчиков;
- Расширить парк строительства российских самолетов за счет стимулирования высокотехнологичной, энергоэффективной техники в РФ;
- Обнулить НДС на перевозки авиакомпаний РФ на внутренних воздушных линиях;
- Выработать механизм взаимодействия регулятора с авиакомпаниями в части определения тарифов на социально-значимые пассажирские авиаперевозки.

Для России как страны, обладающей возможностями по наращиванию производства авиатоплива, наибольший интерес представляет европейский рынок и рынок стран Ближнего зарубежья, где позиции российских нефтяных компаний были традиционно сильны. В перспективе, учитывая огромный потенциал рынка стран АТР, Россия могла бы развивать поставки своего авиатоплива в этот регион, однако в ближайшей перспективе это представляется маловероятным, учитывая существенный избыток производственных мощностей в регионе. Также нельзя забывать и о внутрироссийском рынке авиаперевозок и рынке ЕАЭС, которые имеют огромный потенциал развития, учитывая протяженность территории нашей страны и ЕАЭС.

Перечень источников и литературы:

0. ГОСТ 32595-2013 Топливо авиационное для газотурбинных двигателей Джет А-1 (JET A-1). Технические условия (Дата введения 2015-01-01) // ТЕХЭКСПЕРТ
1. ГОСТ 10227-86 Топлива для реактивных двигателей. Технические условия (Изменения №№ 4, 5 действуют только на территории Российской Федерации (дата введения ГОСТ 10227-2013 перенесена с 01.01.2015 на 01.01.2017) // Стандарт ГОСТ
2. ГОСТ 12308-89 Топлива термостабильные Т-6 и Т-8В для реактивных двигателей. Технические условия // Стандарт ГОСТ
3. ГОСТ 32595-2013 Топливо авиационное для газотурбинных двигателей Джет А-1 (JET A-1). Технические условия // Стандарт ГОСТ
4. Стандарт ASTM D1655-12 Standard specification for aviation turbine fuels («Стандартные технические условия для авиационных турбинных топлив») // Catalogue Normdocs

⁹⁹ Формирование цен на авиационный керосин. Справка. URL: <https://ria.ru/spravka/20080716/150045783.html>

5. DEF STAN 91-91/7 Standards for Defense - Turbine fuel, aviation kerosine type, Jet A-1. NATO Code: F-35. JSD: AVTUR («Топлива для газотурбинных двигателей, тип авиационный керосин Jet A-1») // Стандарт ГОСТ
6. Постановление Правительства РФ от 27 февраля 2008 г. N 118 "Об утверждении технического регламента "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту" (с изменениями на 11 октября 2012 года) // Гарант
7. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ до 2040 года // Институт энергетических исследований РАН Аналитический центр при Правительстве РФ, 2013 - 105 с.
8. Состояние и перспективы развития парка воздушных судов гражданской авиации России // ГосНИИ ГА, 2014. - 16 с.
9. Е.Островский "Пути реформирования рынка авиатоплива России" // АЕХ. - 2012. - №1. - С. 25-40.
10. Анализ состояния рынка авиатоплива в России // Petromarket, 2012. - 20 с.
11. Отчет международной конференции «Авиатопливо – 2015» // Thomson Reuters, 2015. - 100 с.
12. Отчет международной конференции «Авиатопливо – 2016» // Argus, 2016. - 130 с.
13. А. Фридлянд «Экономика авиакомпаний на сегодняшнем рынке авиаперевозок» // АТО. - 2016. - №2. - С. 15-29.
14. Прогноз Boeing на ближайшие 20 лет // BOEING / Aviation EXplorer, 2015. - 150 с.
15. Прогноз ИКАО о дальнейшем росте объема авиаперевозок в период до 2015 года // ИКАО, 2013. - 80 с.
16. Прогнозы развития рынка международных авиаперевозок // Транспорт, 2013. - 50 с.
17. Прогноз мирового и российского рынка авиаперевозок // Aviaport, 2013. - 65 с.
18. Свиридов Н.О., Халов О.М. Текущее состояние и перспективы роста мирового рынка авиатоплива для гражданских авиаперевозок. Журнал «Инновации и инвестиции» №2, 2017. 180с. С. 92-95.
19. В. Шапкин «Состояние и перспективы развития гражданской авиации России» // ГосНИИ ГА. - 2011. - №1. - С. 60-78.
20. Константин Пукеров, Gudok.ru. 2015 год был лучшим для мировой авиации за последние пять лет. URL: <http://www.gudok.ru/passengertrans/?ID=1326642>
21. Артур Нургалеев // АвиаПорт.Ru. URL: <https://www.aviaport.ru/news/2012/10/31/243254.html>
22. Российский рынок авиаперевозок. URL: <http://bor-ger.ru/rossijskij-rynok-aviaperevozok/>
23. Формирование цен на авиационный керосин. Справка. URL: <https://ria.ru/spravka/20080716/150045783.html>
24. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=jetfuel&months=180&commodity=crude-oil>
25. Интернет-ресурс - Режим доступа: http://www.theglobaleconomy.com/rankings/jet_fuel_consumption/
26. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=63&aid=1&cid=r3,&syid=2013&eyid=2013&unit=TBDP>

27. Интернет-ресурс - Режим доступа:
<http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/index.php?syar=>
28. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://cbsd.gks.ru/>
29. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://www.ato.ru/content/rynok-aviacionnogo-kerosina-vstupayet-v-sostoyanie-neopredelennosti>
30. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://www.rzd-partner.ru/news/aviaperevozki/obzor-rynka-gruzovykh-aviaperevozok--avgust-2015-g/>
31. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://www.aex.ru/docs/4/2010/10/25/1194/>
32. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://gosniiga.ru/2015/02/>
33. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://www.iata.org/publications/pages/annual-review.aspx>
34. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://avia.pro>
35. Интернет-ресурс - Режим доступа: <http://www.ato.ru>
36. Интернет-ресурс - Режим доступа: <https://www.eriras.ru>

Основные финансовые показатели, финансовое состояние и инвестиционная деятельность PetroBras: текущее состояние и динамика

PetroBras – национальная нефтегазовая компания Республики Бразилия. Компания является ПАО 51,3% акционерного капитала которой находится не в руках правительства Республики Бразилия или аффилированных с ним организациях. Также не в руках правительства Республики Бразилия и аффилированных с ним организациях находятся 39,8% голосующих акций компании.

PetroBras занимает лидирующее место в углеводородной промышленности и на внутреннем рынке Республики Бразилия, и оказывает серьезное влияние на их развитие. Углеводородная отрасль внутри страны либерализована в отношении сегмента upstream. Исключение составляют проекты в отношении добычи с подсолевого слоя, которые находятся исключительно во владении компании. Доля NOC в общей добыче сырой нефти в стране постоянно сокращалась с 91,7% в 2011 году до 83,51% в 2015 году, и в отношении природного газа также имела негативную динамику, сократившись с 90,96% в 2011 году до 81,2% в 2015 году. PetroBras является почти полным монополистом в отношении переработки на территории Республики Бразилия. А в отношении сбыта конечному потребителю доля компании в 2015 году составляла 35,1%, что меньше чем в 2011 году, когда она составляла 39,2%.

На международном рынке PetroBras является одной из успешных и могущественных NOC мира, представителем гибридной страны объемы экспорта и импорта углеводородов и продуктов их переработки которой исчисляются десятками миллионов тонн в год, обладателем высокого уровня экспертизы в отношении добычи на шельфе, в особенности глубоководном, и добычи с подсолевого слоя.

Операционные показатели PetroBras в отношении добычи углеводородов на территории страны, не смотря на события в мире, показывали позитивную динамику в 2014-2015 гг. Тем не менее, очевидно, что окончательный результат деятельности любой компании лежит в финансовой плоскости, и чтобы определить успешность деятельности PetroBras стоит рассмотреть компанию с финансовой точки зрения, что и будет предпринято в данной работе. Финансовые показатели NOC будут рассмотрены в динамике в период с 2011 по 2015 гг.

Начнем работу с рассмотрения таких основных финансовых показателей как доход от продаж, себестоимость продаж и валовая прибыль.

Доход от продаж PetroBras показывал отрицательную динамику с 2011 по 2013 гг. Падение составило 4,45 млрд. долл., 3,05%. В 2014 году он вырос на 2,2 млрд. долл., 1,55%, а в 2015 году вновь упал на 46,34 млрд. долл., 32,26%. По итогам 2015 года доход от продаж корпорации составил 97,31 млрд. долл.

Расходы на себестоимость PetroBras росли с 2011 по 2014 гг. Рост, основная доля которого пришлась на 2012 год, составил 9,88 млрд. долл., 9,92%. В 2015 году данный показатель компании претерпел быстрое сокращение, которое составило 41,99 млрд. долл., 38,37%. По итогам 2015 года расходы на себестоимость NOC составила 67,49 млрд. долл.

Валовая прибыль PetroBras показывала негативную динамику с 2011 по 2013 гг. Падение составило 13,69 млрд. долл., 29,56%. В 2014 году был зарегистрирован рост на 1,55 млрд. долл., 4,76%, а в 2015 году падение продолжилось и составило 4,35 млрд. долл. 12,73%. По итогам 2015 года валовая прибыль компании составила 29,83 млрд. долл.

Общее состояние данной группы показателей PetroBras показывало негативную динамику. Доходы от продаж сокращались на протяжении всего периода, кроме 2014 года, а себестоимость все время, кроме 2015 года, показывала рост. Валовая прибыль, как производный показатель, вслед за динамикой доходов от продаж и себестоимости показала

скромный рост в 2014 году, в остальное время сокращаясь. Основными причинами сокращения доходов от продаж в рассматриваемый период можно назвать рост обменного курса доллара США и, в отношении первой половины периода с 2011 по 2013 гг., падение объемов добычи, в то время как увеличение себестоимости можно связать с быстрым ростом добычи с подсолевого слоя. В случае с 2015 годом основной причиной падения всех показателей из данной группы, очевидно, является нефтяной кризис.

Далее рассмотрим финансовые показатели по статьям прибыли: чистая прибыль (убыток) до финансовых результатов, раздела прибыли и налога на прибыль; чистая прибыль (убыток) до налога на прибыль и чистая прибыль (убыток).

Чистая прибыль до финансовых результатов, раздела прибыли и налога на прибыль Petrobras показывала негативную динамику с 2011 по 2013 гг. Падение, основная доля которого пришлась на 2012 год, составило 11,07 млрд. долл., 40,58%. По итогам 2013 года чистая прибыль до финансовых результатов, раздела прибыли и налога на прибыль компании составила 16,21 млрд. долл. В 2014 году по данному показателю был зафиксирован убыток, который составил 6,96 млрд. долл. А в 2015 году чистый убыток NОC до финансовых результатов, раздела прибыли и налога на прибыль сократился на 5,83 млрд. долл., 83,77%, и по итогам года составил 1,13 млрд. долл.

Чистая прибыль до налога на прибыль Petrobras показывала негативную динамику с 2011 по 2013 гг. Падение, основная доля которого пришлась на 2012 год, составило 13,31 млрд. долл., 49,82%. По итогам 2013 года чистая прибыль до налога на прибыль компании составила 13,41 млрд. долл. В 2014 году NОC понесла чистый убыток до налога на прибыль объемом 8,82 млрд. долл. А в 2015 году данный показатель вырос на 0,92 млрд. долл., 10,47%, и по итогам года составил 9,75 млрд. долл.

Чистая прибыль Petrobras показывала негативную динамику с 2011 по 2013 гг. Падение, основная доля которого пришлась на 2012 год, составило 9,16 млрд. долл., 45,82%. По итогам 2013 года чистая прибыль компании составила 10,83 млрд. долл. В 2014 году NОC понесла чистый убыток в размере 7,5 млрд. долл., который вырос на 1,11 млрд. долл., 14,77% в 2015 году и по итогам года составил 8,61 млрд. долл.

Динамика всех трех показателей из данной группы являлась негативной. И если с 2011 по 2013 гг. по ним была зафиксирована прибыль, то в 2014-2015 гг. они показали убытки, которые выросли в 2015 году по двум показателям из трех.

Подробнее рассмотрим операционные расходы Petrobras, чтобы понять, как они влияли на прибыль компании и какие из них являлись основными драйверами изменений.

Расходы Petrobras на реализацию показывали падение на протяжении всего рассматриваемого периода. Оно составило 0,72 млрд. долл., 13,45%. По итогам 2015 года расходы компании на реализацию составили 4,63 млрд. долл.

Административные и общие расходы Petrobras показывали падение на протяжении всего рассматриваемого периода. Оно составило 1,81 млрд. долл., 35,07%. По итогам 2015 года административные и общие расходы компании составили 3,35 млрд. долл.

Расходы Petrobras на разведку в 2012 году выросли на 1,36 млрд. долл., 51,86%. В 2013 году показали падение на 1,04 млрд. долл., 25,91%. В 2014 вновь выросли на 0,1 млрд. долл., 3,35%. А в 2015 году вновь упали на 1,15 млрд. долл., 37,51%. По итогам 2015 года расходы на разведку компании составили 1,91 млрд. долл.

Расходы Petrobras на сегмент R&D показывали падение на протяжении всего рассматриваемого периода. Оно составило 0,82 млрд. долл., 56,67%. По итогам 2015 года компания вложила в данное направление 0,63 млрд. долл.

Сумма расходов Petrobras по статье другие сборы в 2012 году сократилась на 0,07 млрд. долл., 16,09%. В 2013 выросла на 0,39 млрд. долл., 102%. В 2014 году вновь упала на 0,02 млрд. долл., 2,56%. А в 2015 вновь выросла на 2,04 млрд. долл., 267,89% - в три с

половиной раза. По итогам 2015 года сумма расходов по статье другие сборы компании составила 2,8 млрд. долл.

Другие чистые операционные расходы PetroBras в 2012 году выросли на 0,2 млрд. долл., 5,04%. В 2013 году они сократились на 3,07 млрд. долл., 73,41%. А начиная с 2014 года показывали рост, основная доля которого пришлась на 2014 год. Он составил 4,23 млрд. долл., 380,23% - почти в пять раз.

Статья обесценивание активов PetroBras отсутствовала в 2011 и 2012 гг. В 2013 году расходы по этой статье составили 0,54 млрд. долл. В 2014 году данные расходы резко выросли и составили 16,82 млрд. долл. А в 2015 году они сократились на 4,52 млрд. долл., 26,89%, и составили 12,3 млрд. долл. Кроме того, в 2014 году PetroBras были зафиксированы расходы по статье «списание – переплаты неправильной капитализации» на сумму 2,53 млрд. долл.

Основной причиной роста операционных расходов PetroBras можно назвать появление статьи обесценивание активов, которая по итогам 2015 года составляла почти 40% от них. Без учета этой статьи операционные расходы компании слабо изменились по общему объему, но претерпели изменения по объемам статей: четыре статьи из восьми сократились, а две из восьми выросли. При этом сокращение таких статей затрат как разведка и R&D нельзя назвать полностью позитивным фактом.

Теперь подробнее рассмотрим доходы (расходы) PetroBras от финансовой деятельности, чтобы понять, как они влияли на прибыль компании и какие из них являлись основными драйверами изменений.

Доходы от финансовой деятельности PetroBras имели негативную динамику с 2011 по 2013 гг. Падение, основная доля которого пришлась на 2013 год, составило 2,13 млрд. долл., 53,97%. В 2014 году данная статья показала рост на 0,13 млрд. долл., 7,38%. А в 2015 вновь сократилась на 0,54 млрд. долл., 27,55%. По итогам 2015 года доходы от финансовой деятельности компании составили 1,41 млрд. долл.

Расходы PetroBras от финансовой деятельности показывали рост на протяжении всего рассматриваемого периода. Он составил 5,01 млрд. долл., 352,04% - в четыре с половиной раза. По итогам 2015 года расходы от финансовой деятельности компании составили 6,44 млрд. долл.

Расходы PetroBras от изменения курса валют и инфляции выросли в 2012 году на 1,13 млрд. долл., 46,09%. В 2013 году они сократились на 1,64 млрд. долл., 45,84%, и составили 1,93 млрд. долл. А в 2014 году по данной статье был зафиксирован доход на сумму 0,34 млрд. долл. По итогам 2015 года расходы от изменения курса валют и инфляции компании составили 3,42 млрд. долл.

Доход PetroBras от долевого участия сократился в 2012 году на 0,19 млрд. долл., 81,3%. В 2013 году он вырос на 0,46 млрд. долл., 1079,07% - более чем в 10 раз. А в 2014 вновь показал падение, которое составило 0,29 млрд. долл., 57%. По итогам 2014 года данная статья принесла доход компании на сумму 0,22 млрд. долл. В 2015 году NOC понесла расходы от долевого участия в размере 0,18 млрд. долл.

Расходы PetroBras на раздел прибыли сокращались с 2011 по 2014 гг. Падение составило 0,42 млрд. долл., 48,79%. По итогам 2014 года расходы по данной статье составили 0,44 млрд. долл. В 2015 году не было зафиксировано расходов компании по этой статье.

Динамика, которую показатели из данной группы демонстрируют, очевидно является негативной. Основными причинами этого можно назвать сокращение доходов от финансовой деятельности с одновременным ростом расходов от финансовой деятельности на протяжении всего периода. Также, рост убытка, который приносила статья индексы курса валют и инфляция по итогам периода, и изменение финансового результата от долевого

участия с дохода на расход. Единственным позитивным фактором является снижение расходов по статье перераспределение прибыли, которое слабо влияет на общую ситуацию.

Рассмотрим налог на прибыль PetroBras, объем и динамика которого очевидно влияет на окончательный финансовый результат компании.

Сумма налога на прибыль PetroBras сокращалась с 2011 по 2013 гг. Падение составило 4,15 млрд. долл., 61,71%. В 2014 году данная статья принесла доход на сумму 1,32 млрд. долл. А в 2015 году доход по ней сократился на 0,18 млрд. долл., 13,93%, и составил 1,14 млрд. долл.

Динамика данного показателя очевидно позитивна в отношении финансовых показателей PetroBras.

Перейдем к анализу финансового состояния PetroBras, для чего рассмотрим динамику активов и пассивов компании, как оборотных, так и вне оборотных. Начнем с рассмотрения динамики оборотных активов.

Сумма по статье денежные средства и их эквиваленты PetroBras сократилась в 2012 году на 5,54 млрд. долл., 29,05%. А начиная с 2013 года показывала позитивную динамику. Рост составил 11,54 млрд. долл., 85,34%. По итогам 2015 года сумма по статье денежные средства и их эквиваленты составила 25,06 млрд. долл.

Сумма по статье рыночные ценные бумаги PetroBras в 2012 году выросла на 1,47 млрд. долл., 16,4%. В 2013 года она сократилась на 6,55 млрд. долл., 62,76%. В 2014 году вновь выросла на 5,44 млрд. долл., 139,97% - почти в два с половиной раза. А в 2015 году вновь сократилась на 8,54 млрд. долл., 91,63%. По итогам 2015 года сумма по статье рыночные ценные бумаги компании составила 0,78 млрд. долл.

Сумма по статье торговая и прочая дебиторская задолженность PetroBras имела негативную динамику на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 5,95 млрд. долл., 50,64%. По итогам 2015 года сумма по статье торговая и прочая дебиторская задолженность составила 5,8 млрд. долл.

Сумма по статье товарно-материальные запасы PetroBras имела негативную динамику на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 7,72 млрд. долл., 50,93%. По итогам 2015 года сумма по статье товарно-материальные запасы составила 7,44 млрд. долл.

Сумма по статье возмещаемые налоги PetroBras имела негативную динамику на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 4,1 млрд. долл., 59,87%. По итогам 2015 года сумма по статье возмещаемые налоги составила 2,75 млрд. долл.

Сумма по статье другие оборотные активы PetroBras имела негативную динамику на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 1,36 млрд. долл., 48,45%. По итогам 2015 года сумма по статье другие оборотные активы составила 1,45 млрд. долл.

Начиная с 2012 года в оборотных активах PetroBras появляется статья активы, классифицированные как удерживаемые для продажи. В 2012 году сумма по ней составила 0,14 млрд. долл., в 2013 – 2,41 млрд. долл., в 2014 – 0,01 млрд. долл. и в 2015 0,15 млрд. долл.

Общий объем оборотных активов по итогу рассматриваемого периода сократился на треть. Основной причиной этого можно назвать постоянную негативную динамику в четырех статьях из семи и сокращение объемов активов по итогам рассматриваемого периода в пяти статьях из семи. Единственной статьёй, которая показала рост по результатам рассматриваемого периода стала статья денежные средства и их эквиваленты. Позитивным фактом является также то, что данная статья, по естественным причинам, обладает самыми ликвидными ресурсами.

Какова ситуация в отношении вне оборотных активов PetroBras?

Долгосрочная дебиторская задолженность PetroBras показывала негативную динамику с 2011 по 2013 гг. Падение составило 3,68 млрд. долл., 16,38%. Начиная с 2014

года динамика сменилась на позитивную. Рост составил 0,4 млрд. долл., 2,1%. По итогам 2015 года долгосрочная дебиторская задолженность компании составляла 19,18 млрд. долл.

Инвестиции PetroBras сократились в 2012 году на 0,42 млрд. долл., 6,49%. В 2013 году они показали рост на 0,56 млрд. долл., 9,17%. А с 2014 года показывали негативную динамику. Падение составило 3,14 млрд. долл., 47,09%. По итогам 2015 года инвестиции компании составили 3,53 млрд. долл.

Сумма по статье собственность, электростанции и оборудование (основные средства) PetroBras показывала позитивную динамику с 2011 по 2013 гг. Рост составил 44,98 млрд. долл., 24,59%. А начиная с 2014 года динамика сменилась на негативную. Падение составило 66,6 млрд. долл., 29,22%. По итогам 2015 года сумма по статье собственность, электростанции и оборудование (основные средства) составила 161,3 млрд. долл.

Сумма по статье нематериальные активы PetroBras показывала негативную динамику на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение, основная доля которого пришлась на 2013 и 2014 гг., составило 40,32 млрд. долл., 92,88%. По итогам 2015 года сумма по статье нематериальные активы составила 3,09 млрд. долл.

Внеоборотные активы PetroBras сократились более чем на четверть по итогам рассматриваемого периода, при этом все четыре статьи показали сокращение. Особо надо отметить статью нематериальные активы, которая не только показывала негативную динамику на протяжении всего периода, но и сократилась более чем в десять раз.

Перейдем к рассмотрению пассивов PetroBras. Начнем анализ этой группы показателей с динамики текущих обязательств.

Текущая задолженность PetroBras сократилась в 2012 года на 2,61 млрд. долл., 25,85%. А начиная с 2013 года данная статья показывала рост, который составил 7,2 млрд. долл., 96,01%. По итогам 2015 года текущая задолженность компании составляла 14,7 млрд. долл.

Кредиторская задолженность PetroBras в 2012 году показала рост на 0,26 млрд. долл., 2,2%. А начиная с 2013 года данная статья сокращалась. Падение составило 5,74 млрд. долл., 47,38%. По итогам 2015 года кредиторская задолженность компании составила 6,38 млрд. долл.

Налоги к уплате PetroBras выросли в 2012 году на 0,28 млрд. долл., 4,81%. А начиная с 2013 года сокращались. Падение составило 2,66 млрд. долл., 43,37%. По итогам 2015 года сумма налогов к уплате компании составила 3,47 млрд. долл.

Дивиденды к уплате PetroBras показывали позитивную динамику с 2011 по 2013 гг. Рост составил 1,9 млрд. долл., 92,07%. По итогам 2013 года было выплачено дивидендов на сумму 3,97 млрд. долл. В 2014 и 2015 годах расходов по данной статье не было зафиксировано.

Сумма по статье выплаты сотрудникам PetroBras показывала негативную динамику с 2011 по 2013 гг. Падение составило 0,48 млрд. долл., 18,83%. В 2014 году сумма по данной статье показала рост на 0,01 млрд. долл., 0,68%. А в 2015 году она вновь сократилась на 0,76 млрд. долл., 36,98%. По итогам 2015 года сумма по статье выплаты сотрудникам компании составила 1,3 млрд. долл.

Сумма по статье пенсии и медицинское обслуживание PetroBras показывала рост с 2011 по 2013 гг. Он составил 0,06 млрд. долл., 7,23%. А начиная с 2014 года она показывала негативную динамику. Падение составило 0,16 млрд. долл., 19,73%. По итогам 2015 года сумма по статье пенсии и медицинское обслуживание составила 0,66 млрд. долл.

Сумма по статье другие текущие обязательства сократилась в 2012 года на 0,83 млрд. долл., 25,98%. В 2013 году она выросла на 0,07 млрд. долл., 2,97%. А начиная с 2014 года сумма по данной статье сокращалась. Падение составило 0,48 млрд. долл., 19,88%. По итогам 2015 года сумма по статье другие текущие обязательства составляла 1,95 млрд. долл.

В 2011 году были зафиксированы обязательства на сумму 0,83 млрд. долл. по статье раздел прибыли. Кроме того, статья обязательства, связанные с активами, классифицированными как удерживаемые для продажи появлялась в 2013 году на сумму 1,07 млрд. долл. и в 2015 году на сумму 0,13 млрд. долл.

Текущие обязательства PetroBras с 2011 по 2015 гг. сократились почти на четверть. Причинами сокращения стали полное исчезновение двух статей из девяти и сокращение объемов по итогам периода в пяти статьях из девяти. Несмотря на то, что сокращение текущих обязательств позитивный факт, нельзя не отметить, что сокращение по таким статьям как выплаты дивидендов, выплаты сотрудникам и пенсионное и медицинское обслуживание негативно влияют на имидж компании.

Далее рассмотрим динамику долгосрочных обязательств PetroBras.

Долгосрочная задолженность PetroBras показывала рост на протяжении всего рассматриваемого периода. Он составил 38,71 млрд. долл., 53,15%. По итогам 2015 года долгосрочная задолженность компании составила 111,52 млрд. долл.

Сумма отсроченных налогов PetroBras сокращалась на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 17,48 млрд. долл., 98,69%. По итогам 2015 года сумма отсроченных налогов компании составила 0,23 млрд. долл.

Сумма по статье пенсионные и медицинские льготы PetroBras выросла в 2012 году на 10,56 млрд. долл., 118,92%. В 2013 года она сократилась на 7,68 млрд. долл., 39,51%. В 2014 году вновь выросла на 4,73 млрд. долл., 40,27%. А в 2015 году сумма по статье пенсионные и медицинские льготы вновь сократилась на 4,3 млрд. долл., 26,05%, и по итогам года составила 12,2 млрд. долл.

Резервы на оплату снятия с эксплуатации PetroBras выросли в 2012 году на 4,73 млрд. долл., 100,36%. В 2013 году они сократились на 2,31 млрд. долл., 24,45%. А начиная с 2014 года они показывали рост, который составил 2,02 млрд. долл., 28,28%. По итогам 2015 года резервы на оплату снятия с эксплуатации компании составили 9,15 млрд. долл.

Сумма по статье обеспечение судопроизводства выросла в 2012 году на 0,18 млрд. долл., 16,27%. В 2013 году она сократилась на 0,02 млрд. долл., 1,5%. А начиная с 2014 года вновь показывала рост, который составил 1 млрд. долл., 80,34%. По итогам 2015 года сумма по статье обеспечение судопроизводства компании составила 2,25 млрд. долл.

Сумма по статье другие долгосрочные обязательства PetroBras сокращалась с 2011 по 2013 гг. Падение составило 0,51 млрд. долл., 41,19%. В 2014 году она выросла на 0,26 млрд. долл., 36,46%. А в 2015 вновь сократилась на 0,44 млрд. долл., 44,53%. По итогам 2015 года сумма по статье другие долгосрочные обязательства компании составила 0,55 млрд. долл.

Долгосрочные обязательства PetroBras за рассматриваемый период выросли более чем на четверть. Четыре статьи из шести, в том числе основная по объему – долгосрочная задолженность, по итогам периода выросли, две – сократились.

Последней составляющей пассивов PetroBras является собственный капитал. Рассмотрим динамику составляющих его статей.

Акционерный капитал PetroBras на протяжении рассматриваемого периода остается почти не именованным. Его самое сильное колебание было зафиксировано между 2012 и 2013 гг. Оно составило 0,27 млрд. долл., 0,3%. По итогам 2015 года акционерный капитал компании составил 107,1 млрд. долл.

Статья резервы прибыли и другое PetroBras имеет негативную динамику с 2011 по 2014 гг. Падение, основная доля которого пришлась на 2014 год, составило 59,31 млрд. долл., 86,61%. По итогам 2014 года сумма данной статьи составляла 9,17 млрд. долл. В 2015 году сумма по статье резервы прибыли и другое являлась отрицательной и составила 41,87 млрд. долл.

Статья не контрольные доли участия PetroBras сокращалась с 2011 по 2013 гг. Падение составило 0,68 млрд. долл., 53,14%. А начиная с 2014 года сумма по данной статье

показывала рост, который составил 0,22 млрд. долл., 37,42%. По итогам 2015 года сумма статьи не контрольные доли участия составила 0,82 млрд. долл.

Собственный капитал PetroBras за рассматриваемый период сократился почти на две трети. Основной причиной этому служит сокращение статьи резервы прибыли и другое, сумма которой по итогам 2015 году была отрицательной.

Непосредственную связь с обязательствами PetroBras имеет долговая нагрузка компании. Такие относящиеся к ней показатели как краткосрочная задолженность, долгосрочная задолженность и денежные средства и их эквиваленты были рассмотрены ранее среди активов и пассивов компании. Теперь рассмотрим еще несколько из них.

Сумма по отношению к государственным ценным бумагам сроком от 3 месяцев PetroBras в 2012 году выросла на 1,26 млрд. долл., 14,13%. В 2013 году она сократилась на 6,33 млрд. долл., 62,03%. В 2014 вновь показала рост на 5,42 млрд. долл., 139,87%. А в 2015 году сумма по отношению к государственным ценным бумагам вновь сократилась на 8,52 млрд. долл., 91,63%, и по итогам года составила 0,78 млрд. долл.

Чистый долг PetroBras показывал рост с 2011 по 2014 гг., который составил 51,28 млрд. долл., 93,37%. А в 2015 году он сократился на 5,82 млрд. долл., 5,48%, и по итогам года составил 100,38 млрд. долл.

Чистые обязательства PetroBras выросли в 2012 году на 11,76 млрд. долл., 4,03%. А начиная с 2013 года сокращались. Падение составило 98,98 млрд. долл., 32,59%. По итогам 2015 года чистые обязательства компании составили 204,69 млрд. долл.

По результатам рассматриваемого периода чистый долг PetroBras вырос на три четверти, а, учитывая, что сокращение чистых обязательств компании произошло за счет сокращения собственного капитала, оба показателя указывают на негативную тенденцию в долговой нагрузке NOC.

Теперь рассмотрим динамику некоторых относительных показателей долговой нагрузки PetroBras, выведенных на основании статистических данных приведенных выше.

Отношение чистого долга к акционерному капиталу PetroBras имел постоянный рост на протяжении всего рассматриваемого периода, который составил 36%, с 24% в 2011 году до 60% в 2015 году.

Отношение капитала третьих лиц к общим обязательствам PetroBras показывало рост на протяжении всего рассматриваемого периода. Он составил 29%, с 39% в 2011 году до 68% в 2015 году.

Оба показателя растут, что негативно влияет финансовую устойчивость PetroBras.

Важным показателем долговой нагрузки является то, в какой валюте они рассчитываются.

Валюта, которую PetroBras использует для расчёта своих долгов включала в себя: бразильский риал, доллар США, евро, и другие валюты. Доля бразильского риала снижалась на протяжении всего рассматриваемого периода, с 24% в 2011 году до 16,3% в 2015 году; доля доллара США росла с 69% в 2011 году до 74% в 2015 году; доля евро отсутствовала в 2011-2012 гг., росла с 2013 по 2014 гг., 5% и 7,4% соответственно, и понизилась до 6,9% в 2015 году; а доля других валют сокращалась с 2011 по 2013 гг., 7% и 2,8% соответственно, выросла в 2014 году до 2,9% и вновь сократилась в 2015 году до 2,6%.

Как можно видеть, основная масса долговой нагрузки PetroBras находится в долларах США, при этом эта доля растёт. Данный факт может привести к серьезным последствиям для компании в случае падения курса национальной валюты.

Далее рассмотрим показатели инвестиционной привлекательности PetroBras к которым можно отнести EBITDA, скорректированную EBITDA и рыночную капитализацию.

Показатель EBITDA PetroBras сократился в 2012 году на 9,92 млрд. долл., 26,48%. В 2013 году он вырос на 1,85 млрд. долл., 6,72%. В 2014 вновь упал на 23,56 млрд. долл.,

80,16%. А в 2015 году вновь показал рост на 4,45 млрд. долл., 76,33%. По итогам 2015 года EBITDA компании составила 10,28 млрд. долл.

Показатель скорректированной EBITDA PetroBras сократился в 2012 году на 9,69 млрд. долл., 25,96%. В 2013 году он вырос на 1,8 млрд. долл., 6,51%. А начиная с 2014 году имел негативную динамику. Падение составило 6,67 млрд. долл., 22,66%. По итогам 2015 года скорректированная EBITDA компании составила 22,76 млрд. долл.

Рыночная капитализация PetroBras показывала негативную динамику на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 144,79 млрд. долл., 83,06%. По итогам 2015 года рыночная капитализация компании составила 29,54 млрд. долл.

Чистый капитал PetroBras сокращался на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 121,56 млрд. долл., 61,7%. По итогам 2015 года чистый капитал компании составил 75,46 млрд. долл.

Очевидно, что инвестиционная привлекательность PetroBras сокращается в следствие сокращения EBITDA, скорректированной EBITDA и рыночной капитализации. Также о факте её сокращения можно судить по тому, что разница между рыночной капитализацией и чистым капиталом компании выросла с 22,69 млрд. долл. в 2011 году до 45,92 млрд. долл. в 2015 году.

И, наконец, рассмотрим инвестиционную деятельность PetroBras, которую мы разделим по основным направления деятельности компании.

Инвестиции PetroBras в разведку и разработку показывали позитивную динамику с 2011 по 2013 гг. Рост составил 7,16 млрд. долл., 35,09%. Начиная с 2014 года динамика сменилась на негативную. Падение составило 8,44 млрд. долл., 30,6%. В 2015 году по данному направлению компанией было сделано инвестиций на сумму 19,13 млрд. долл.

Инвестиции PetroBras в переработку, транспортировку и маркетинг сокращались на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение, основная доля которого пришлась на 2014 и 2015 гг., составило 13,6 млрд. долл., 84,29%. В 2015 году в развитие данного направления компанией было вложено 2,53 млрд. долл.

Инвестиции PetroBras по статье газ и выработка электроэнергии сократились в 2012 году на 0,18 млрд. долл., 7,85%. В 2013 году они выросли на 0,6 млрд. долл., 28,54%. А начиная с 2014 года показывали негативную динамику. Падение, основная доля которого пришлась на 2015 год, составило 1,92 млрд. долл., 70,8%. В 2015 году компания вложила в развитие данного направления 0,79 млрд. долл.

Инвестиции PetroBras в биотопливо показывали негативную динамику на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 0,25 млрд. долл., 85,37%. По итогам 2015 года компания вложила в развитие биотоплива 0,04 млрд. долл.

Инвестиции PetroBras в розничную торговлю сокращались на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 0,42 млрд. долл., 62,44%. В 2015 году в развитие розничной торговли компанией было вложено 0,26 млрд. долл.

Инвестиции PetroBras по статье корпоративные показывали негативную динамику на протяжении всего рассматриваемого периода. Падение составило 0,43 млрд. долл., 58,57%. По итогам 2015 года в развитие данного направления компания вложила 0,3 млрд. долл.

Инвестиции PetroBras в международном направлении сокращались с 2011 по 2014 гг. Падение составило 1,12 млрд. долл., 42,1%. В 2014 году в развитие данного направления было вложено 1,51 млрд. долл.

В отношении инвестиционной деятельности PetroBras ослабляет свои усилия, что, само по себе не удивительно, так как является общей тенденцией для компаний углеводородной промышленности в мире после 2014 года и компания имела довольно амбициозную инвестиционную программу. По пяти направлениям своей деятельности из семи NOC сокращала инвестиции на протяжении всего периода, а сокращение инвестиционной деятельности по итогам периода произошли по всем семи направлениям.

Особо стоит отметить сильное сокращение инвестиций PetroBras по такому ключевому направлению, как переработка, транспортировка и маркетинг и сосредоточение инвестиционной деятельности на направлении разведка и разработка.

Сложив все вышеперечисленное можно сделать вывод что в финансовом отношении PetroBras за рассматриваемый период понесла серьезные потери и её позиции сильно ослабли. Кратко отметим основные негативные факторы, которые привели к этому:

- сокращение валовой прибыли, операционной прибыли, прибыли до налогообложения и чистой прибыли, при этом по итогам 2014-2015 гг. названные статьи, кроме валовой прибыли, приносили убыток;

- рост операционных расходов, но стоит отметить, что большую часть роста составило появление статьи обесценивание активов, и расходов от финансовой деятельности;

- сокращение активов, как оборотных, так и вне оборотных;

- рост долгосрочных обязательств и быстрое сокращение собственного капитала;

- ослабление финансовой устойчивости и увеличение доли доллара в качестве валюты долга;

- падение инвестиционной привлекательности, в результате сокращения EBITDA, скорректированной EBITDA и рыночной капитализации;

- сокращение инвестиционной деятельности по всем направлениям операционной деятельности, в особенности в отношении переработки, транспортировки и маркетинга;

На фоне большой как по количеству статей, так и по суммарному объему негативной динамики, влияющие позитивно факторы не играют большой роли. К ним можно отнести:

- ослабление налогового бремени от налога на чистую прибыль;

- сокращение текущих обязательств;

Таким образом по окончании 2015 года PetroBras находился в тяжелом положении. Тем не менее стабилизация курса бразильского риала начиная с 2015 года, рост и стабилизация бенч марки Brent на уровне выше 50 долл. за баррель, одновременно с высококачественным менеджментом и открытостью НОС для инвесторов, и, в особенности, взрывным ростом добычи сырой нефти с подсолевого слоя могут помочь компании переломить негативную тенденцию в будущем.

Список использованной литературы:

1. <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes#> данные за 2011 – 2015 гг., дата последнего обращения 14.04.2017;
2. <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/financial-results/holding> - годовые отчеты за 2011 – 2015 гг.;
3. <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/annual-reports/report-administration> отчеты за 2011 - 2015 гг.;

Об авторах

Алексеева Ирина Алексеевна – студент университета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: alexirina87@gmail.com

Белов Сергей Игоревич – аспирант ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Бреннер Вячеслав Викторович – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: cheslav_renner@mail.ru

Григорьева Елизавета Олеговна – студент факультета международного энергетического бизнеса (МЭБ) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: eli.grigoreva@yandex.ru

Громов Алексей Игоревич - к.г.н., доцент кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: a_gromov@fief.ru

Джинсок Сун – аспирант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: Jinsok.sung@gmail.com

Заморников Иван Ильич – студент факультета международного энергетического бизнеса (МЭБ) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: iizamornikov@mail.ru

Золина Светлана Александровна – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: zolina@imemo.ru

Игнатов Виталий Игоревич – студент факультета международного энергетического бизнеса (МЭБ) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Иллерицкий Никита Игоревич – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, , e-mail: illernick@yandex.ru

Калашникова Ирина Ивановна – выпускник 2017 года магистратуры мировая экономика, факультета МЭиМП, НИУ ВШЭ, Москва.

Климова Виктория Александровна – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Копылова Анастасия Сергеевна – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: nastja.wrt@mail.ru

Копытин Иван Александрович – к.э.н., старший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Костюк Виктория Валерьевна – студент факультета международного энергетического бизнеса (МЭБ) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: kostyukviktorya@yandex.ru

Крамской Максим Владимирович – магистрант факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Лю Ясинь – студент университета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Масленников Александр Оскарович – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Павлова Варвара Николаевна – студент факультета международного энергетического бизнеса (МЭБ) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Рыкова Мария Владимировна – студент факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: rmvt71@yandex.ru

Свиридов Николай Олегович – магистрант факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, e-mail: nikolai--1994@mail.ru

Синицын Виктор Владимирович – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: sinitsynvv@imemo.ru

Синицын Михаил Владимирович – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: sinitsyn@imemo.ru

Спивак Вита Юрьевна – кафедры мировой экономики и энергетической политики, факультета МЭБ, университета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: spivakvu@gmail.com

Суханов Александр Александрович – аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Уколов Павел Андреевич – студент магистратуры, кафедры мировой экономики и энергетической политики, факультета МЭБ, университета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: pk1.86@mail.ru

Фролов Олег Анатольевич – магистрант факультета Международного энергетического бизнеса кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Халов Осман Мурадович – магистрант Московского авиационного института. e-mail: osman96@bk.ru

Цацулина Дарья Владимировна – студент магистратуры, кафедры мировой экономики и энергетической политики, факультета МЭБ, университета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Чапайкин Даниил Алексеевич – студент факультета международного энергетического бизнеса (МЭБ) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, email: 948144@mail.ru

Юсифов Тимур Махирович – студент факультета международного энергетического бизнеса (МЭБ) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: timur9922@gmail.com

Научное издание

Россия в процессах перестройки мировой энергетики

Ответственный редактор:
Жуков Станислав Вячеславович

Материалы конференции

ISBN 978-5-9535-0503-1

9 785953 505031

Подписано в печать 23.06.2017.
Формат 60×84/8. Печать офсетная.
Объем 22,75 п.л., 10,4 а.л. Тираж 150 экз. Заказ № 17/2017

Издательство ИМЭМО РАН
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23