

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

# **Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика**

Под редакцией  
д.э.н. С.В. Жукова

Москва  
ИМЭМО РАН  
2018

УДК 339.166.2  
ББК 65.422.5  
Гло 547

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

Рецензенты:

доктор экономических наук В.Б. Кондратьев  
кандидат экономических наук О.С. Анашкин

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

Гло 547

Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика / Под ред.  
С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2018. – 166 с.

ISBN 978-5-9535-0527-7

DOI:10.20542/978-5-9535-0527-7

В сборнике работ по результатам пятой международной конференции Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН и Факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина основное внимание уделено влиянию широкого круга экономических и политических факторов на трансформацию рынков нефти и природного газа и адаптацию энергетических компаний, отраслей и стран к новым вызовам развития. Особый интерес представляет работы специалистов Базовой кафедры РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в ИМЭМО РАН, анализирующих динамику сектора неконвенциональных углеводородов в США, риски пика глобального спроса на нефть, новые формы конкуренции нефте- и газодоминируемых за рыночные ниши, тенденции развития малотоннажного СПГ, корректировку долгосрочных стратегий развития нефтегазовыми компаниями.

**Global Energy Transformation: Economic and Political Factors/ Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO, 2018. – 166 p.**

**ISBN 978-5-9535-0527-7**

**DOI:10.20542/978-5-9535-0527-7**

The compendium of research materials presented at the fifth international conference, organized by Center of Energy Studies, IMEMO RAS and Faculty of International Energy Business of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), focuses on the ongoing transformation of oil and gas markets and adaptation of energy companies, sectors and countries to new challenges caused by the wide range of economic and political factors. Experts of Gubkin Russian State University of Oil and Gas Base Department at IMEMO focus on the analysis of the US unconventional hydrocarbon sector dynamics, risks related to the peak of global demand for oil, new forms of competition of oil and gas exporters for market niches, tendencies of small scale LNG development, corrections in the long-term strategies of energy companies.

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

ISBN 978-5-9535-0527-7

© ИМЭМО РАН, 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Раздел I. Мировой рынок нефти</b> .....	5
<i>Иванов Н.А., Курилов В.В., Титов А.В.</i> Перспективы сланцевой нефти в США: прогнозы добычи и оценка уровней безубыточности .....	5
<i>Масленников А.О.</i> Мировой рынок производных финансовых инструментов на нефть: адаптация к изменениям в политике регуляторов .....	20
<i>Копытин И.А.</i> Корректировки алгоритмов ценообразования на сырую нефть странами ОПЕК как фактор конкурентной борьбы за рыночные ниши .....	25
<i>Синицын М.В.</i> Влияние Парижского соглашения на перспективы потребления нефти в Европе .....	29
<i>Чигладзе П.Г.</i> Управление рисками в нефтегазовой компании: новые тенденции .....	32
<b>Раздел II. Рынки природного газа</b> .....	47
<i>Сергаева А.А.</i> Малотоннажный СПГ: новые возможности для российского газа в Европе .....	47
<i>Кириченко А.Б.</i> Конкурентоспособность природного газа в секторе электрогенерации ЕС .....	58
<i>Еремин С.В.</i> «Гибридный» рынок природного газа как результат международной экономической интеграции .....	69
<i>Иллерицкий Н.И., Полаева Г.Б.</i> Перспективы и вызовы формирования общего рынка газа в ЕАЭС .....	79
<i>Джинсок Сун</i> Бизнес модель и финансовое состояние американских СПГ проектов на примере CheniereEnergy .....	85
<i>Хауг А.К.</i> Концепция создания инфраструктуры малотоннажного СПГ вдоль европейских рек .....	93
<b>Раздел III. Адаптация энергетических компаний, отраслей и стран к новым вызовам развития</b> .....	103
<i>Телегина Е.А. Халова Г.О.</i> Энергетический потенциал «Большой Евразии» .....	103
<i>Козеняшева М.М.</i> Мировой нефтяной бизнес – вызовы второго десятилетия XXI века .....	109
<i>Шуркалин А.К.</i> Роль импортозамещения в развитии нефтегазового комплекса России .....	119
<i>Миловидов К.Н.</i> Цифровизация – Новая эра в энергетике .Ускоренное развитие информационных технологий в мировой экономике .....	126

<i>Йорданов С.Г.</i>	
Проблемы и перспективы развития экономики и энергетики Болгарии.....	138
<i>Голубчик А.М.</i>	
Анализ некоторых проблем возникших при морской перевозке нефтеналивных грузов или проблемы созданные самостоятельно.....	144
<i>Поспелов В.К.</i>	
Трилемма энергетики и ее особенности в странах Северной Африки (на примере Египта) .	149
<i>Нуриев Б.Д.</i>	
Турция в евразийском ТЭЖе: цели и стратегия Т. Эрдогана .....	154
<b>Об авторах .....</b>	<b>164</b>

## **Раздел I. Мировой рынок нефти**

**Иванов Н.А., Курилов В.В., Титов А.В.**

### **Перспективы сланцевой нефти в США: прогнозы добычи и оценка уровней безубыточности**

#### **Введение**

Американские производители нефти плотных коллекторов уже не раз преподносили наблюдателям сюрпризы. Падение мировых цен в 2014-16 гг. не оказало на сланцевую добычу того влияния, на которое рассчитывали руководители ОПЕК, на первом этапе отказавшиеся корректировать собственную добычу. Добыча нефти в США начала падать только в середине 2015 года, и темпы падения оказались совсем не такими значительными, чтобы это могло отразиться на мировой конъюнктуре. ОПЕК пришлось менять подход к регулированию уровней поставок, в результате чего родилось соглашение ОПЕК+.

Главный вопрос, стоящий перед мировой нефтяной отраслью в 2018 г. заключается в том, как отреагирует добыча сланцевой нефти в условиях восстанавливающихся нефтяных цен. Темпы роста добычи в США являются ключевым фактором для баланса мирового нефтяного рынка в 2017-2018 гг. С середины 2016 г. в США возобновился рост числа активных буровых установок, а через 4-5 месяцев и рост добычи сырой нефти. В результате к июлю 2017 г. уровень добычи сырой нефти в США практически достиг пикового уровня добычи марта 2015 г.

В Институте энергетики и финансов разрабатывается система моделей для анализа и прогнозирования американской сланцевой добычи. Используется значительный объем данных по динамике этой добычи, по ее основным факторам в разрезе крупных сланцевых бассейнов. Расчеты показывают, что в «базовом» варианте (т.е. при сложившихся технико-экономических показателях) равновесная цена WTI, т.е. цена, при которой добыча к концу 2017 года стабилизируется, составляет \$45,2/барр.

Основным фактором, который может повлиять на этот равновесный уровень, является ожидаемый рост эффективности бурения новых скважин. Отметим, что этот показатель за последние годы последовательно падал – от темпа в 52% за 2015 г. к темпу в 28% за 2016 г. и до 0,5% за январь-июль 2017 г. Если эта тенденция будет переломлена, и, например, изменится на ежемесячный прирост эффективности в 1% в 2018 г., то для стабилизации добычи будет достаточно уже цены в \$38/барр.

Таким образом, темп технологического прогресса по-прежнему является критически важным для конкурентоспособности американской сланцевой добычи. А это, в свою очередь, влияет на динамику мирового нефтяного рынка.

#### **1. Прогноз EIA**

Выпущенный в декабре 2017 г. краткосрочный энергетический прогноз (STEO) Управления энергетической информации США (EIA) предполагает, что в 2018 г. мировой спрос на нефть вырастет, рынок будет сбалансирован, но поставки будут расти быстрее, и в результате коммерческие запасы нефти увеличатся.

Мировые коммерческие запасы жидких углеводородов будут, согласно прогнозу STEO, расти в наступающем году в среднем на 50 тыс. барр. в сутки, что значительно ниже прогноза прошлого месяца – 290 тыс. баррелей в сутки (барр./сут.). Это изменение связано с переоценкой в сторону увеличения прогноза потребления нефти Китаем, а также с учетом снижения поставок ОПЕК.

30 ноября 2017 г. ОПЕК объявила о продлении действия соглашения о сокращении добычи нефти членами организации до конца 2018 года<sup>1</sup>. Несколько стран, не входящих в ОПЕК, которые присоединились к соглашению, также согласились продлить ограничения добычи до конца 2018 г.<sup>2</sup>

Саудовская Аравия и Россия возглавят комитет по мониторингу исполнения соглашения. Участники соглашения готовятся вернуться к оценке поставленных целей в июне 2018 г. с учетом складывающихся рыночных условий.

По оценке ЕИА, добыча стран ОПЕК в 2017 г. составила в среднем 32,5 млн. барр./сут., на 0,2 млн. барр./сут. меньше, чем в среднем в 2016 г., а в 2018 г., по прогнозу, вернется на этот уровень – 32,7 млн. барр./сут. В соглашении о продлении ограничений ОПЕК значится цифра 32,5 млн. барр./сут., из чего следует, что ЕИА сомневается в том, что члены организации будут стремиться выполнить соглашение.

Если ОПЕК готовится ограничивать рост добычи, то страны, не входящие в организацию, будут в соответствии с прогнозом ЕИА наращивать поставки жидких углеводородов. В декабрьском прогнозе оценка их добычи в 2018 г. повышена на 0,1 млн. барр./сут. по сравнению с ноябрьским STEO – в среднем до 60,3 млн. барр./сут., на 1,7 млн. барр./сут. выше, чем в 2017 г.

В результате этого роста, в дополнение к росту добычи конденсата странами ОПЕК, общий объем мировых поставок жидких углеводородов в 2018 г. окажется на 2,0 млн. барр./сут. выше, чем в 2017 году.

ЕИА ожидает, что в результате роста нефтяных цен осенью 2017 г. добыча в США превысит уровень 10,0 млн. барр./сут. к середине 2018 г. В целом за год средняя добыча увеличится на 0,8 млн. барр./сут. Канада, Бразилия, Норвегия, Великобритания и Казахстан также нарастят совокупную добычу на 0,7 млн. барр./сут.

Несмотря на более высокие цены, ЕИА ожидает, что спрос на нефть вырастет в наступающем году более чем на 1,6 млн. барр./сут. В 2017 г. спрос вырос менее чем на 1,4 млн. барр./сут. Благодаря тому, что спрос будет расти медленнее поставок, ожидается рост коммерческих запасов. Из-за роста запасов цена Brent снизится с текущего уровня, превышающего \$60 за баррель до \$57/барр. в среднем в 2018 г., что на \$2/барр. выше прогноза ноябрьского STEO. ЕИА ожидает, что цена WTI в 2018 г. составит \$53/барр., что также на \$2/барр. дороже, чем указывалось в ноябре.

Фьючерсные контракты на WTI на март 2018 г. торговались в пятидневный период, завершившийся 7 декабря 2017 г, в среднем по \$57/барр.

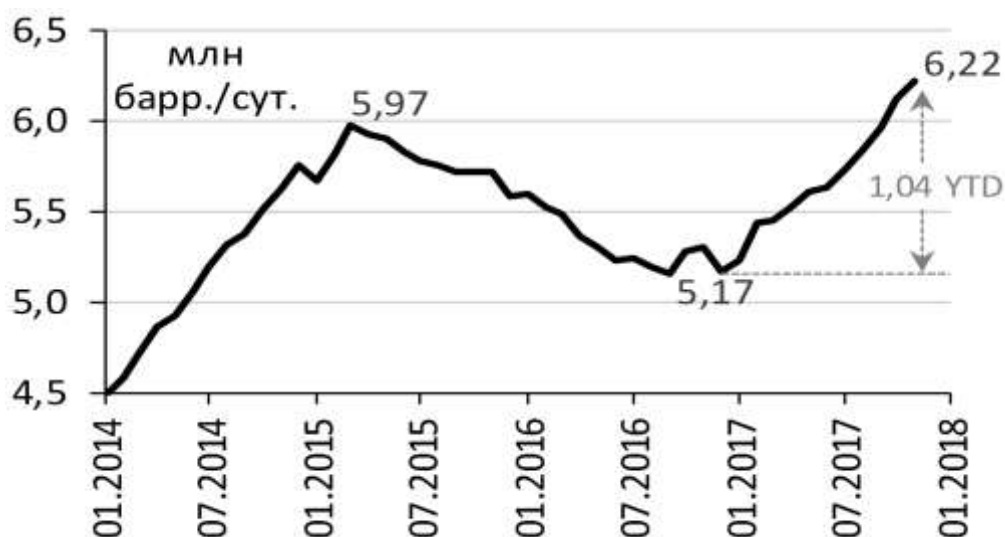
## **2. Прогнозы ИЭФ по сланцевой добыче: декабрь 2017г.**

По первым оценкам ЕИА, добыча нефти на сланцевых бассейнах США в ноябре 2017 г. составила 6,2 млн. барр./сут. С начала года добыча выросла на 1,0 млн. барр./сут. (+20% к декабрю 2016г.) (рис. 1).

---

<sup>1</sup>[http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/press\\_room/OPEC%20agreement.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/OPEC%20agreement.pdf)

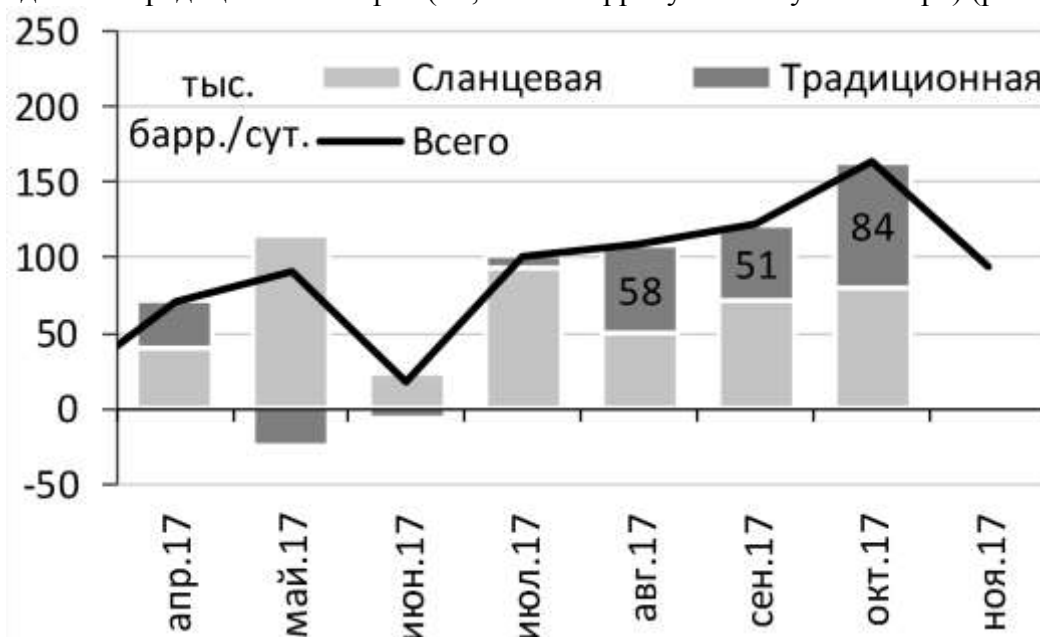
<sup>2</sup> [http://www.opec.org/opec\\_web/en/press\\_room/4696.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/4696.htm)



**Рисунок 1. Добыча на сланцевых бассейнах США.**

Источник: DPR EIA.

Рост добычи во второй половине года ускорился (+0,6 млн. барр./сут. за июль-ноябрь) за счет роста добычи традиционной нефти (+0,2 млн. барр./сут. за август-октябрь) (рис. 2).

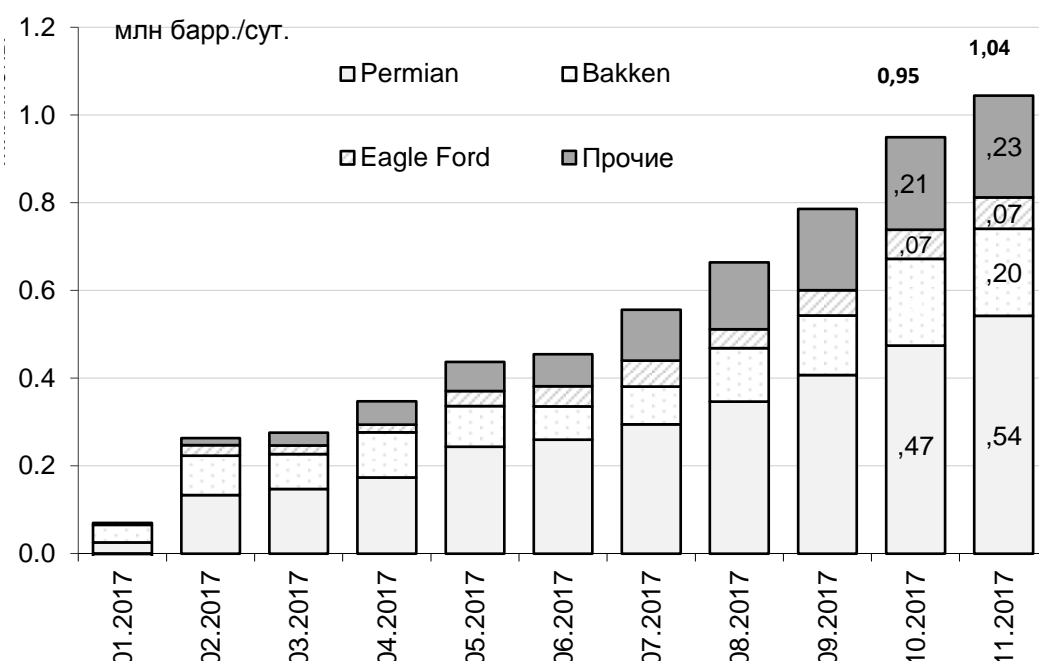


**Рисунок 2. Прирост добычи на сланцевых бассейнах США<sup>3</sup>.**

Источник: оценки ИЭФ по данным EIA.

Рост добычи на Permian обеспечил порядка половины прироста добычи отрасли с начала года: +0,54 млн. барр./сут. (+26% к декабрю 2016 г.). Быстрыми темпами добыча также росла на Bakken (+0,20 млн. барр./сут., +21% к декабрю 2016г.) и небольших сланцевых бассейнах (+0,23 млн. барр./сут., +25% к декабрю 2016г.). На EagleFord рост добычи был менее динамичным: +0,07 млн. барр./сут., +6% к декабрю 2016г. (рис. 3).

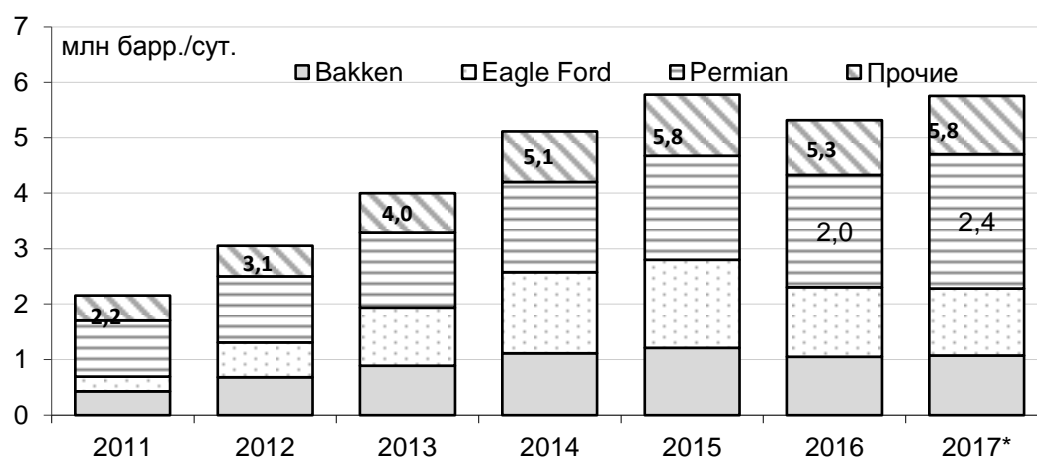
<sup>3</sup> Оценки EIA отдельно по Tight Oil публикуются с задержкой



**Рисунок 3. Прирост добычи по отношению к декабрю 2016 г.**

Источник: DPR EIA.

Среднегодовой объем добычи вырос в 2017 г. на 0,44 млн. барр./сут. до 5,75 млн. барр./сут. Прирост почти полностью приходится на Permian (+0,40 млн. барр./сут.), где не было спада добычи в 2016 г. (рис. 4).

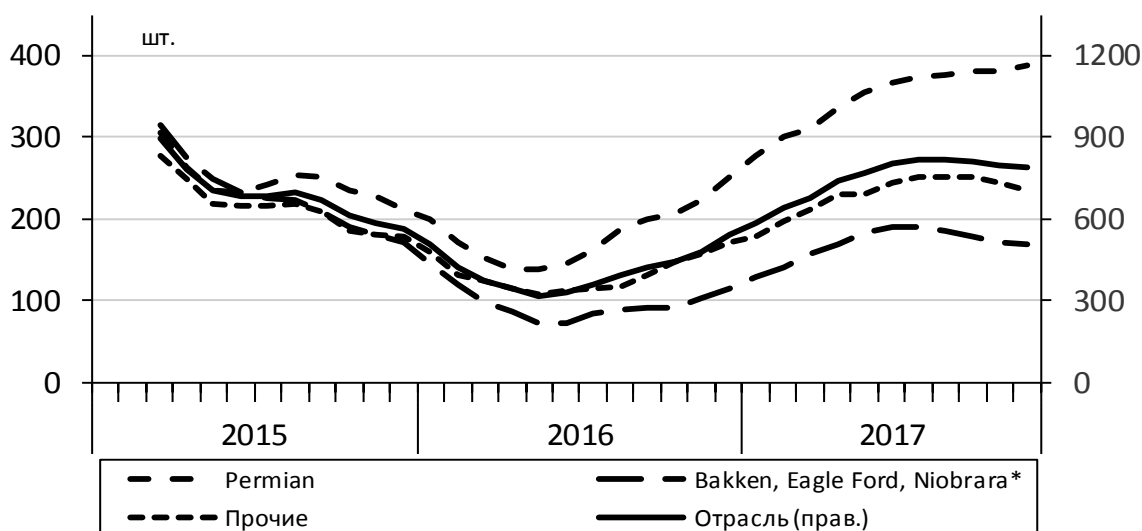


**Рисунок 4. Среднегодовая добыча на сланцевых бассейнах США.**

Источник: DPR EIA.

Количество активных буровых установок снизилось в октябре на 6 шт. до 791 шт. (рис. 5). Но при этом на 10 шт. сокращение было на низко-производительных бассейнах. На Permian продолжался рост (+7 шт. в ноябре), на EagleFord (-1 шт.) и Bakken (-2 шт.) – небольшой спад. При этом слабая динамика на Bakken компенсируется за счет запуска пробуренных, но незаконченных скважин (DUC-скважин): с июня по ноябрь 2017 г. законченных скважин в этом бассейне было в среднем на 13% больше, чем пробуренных.





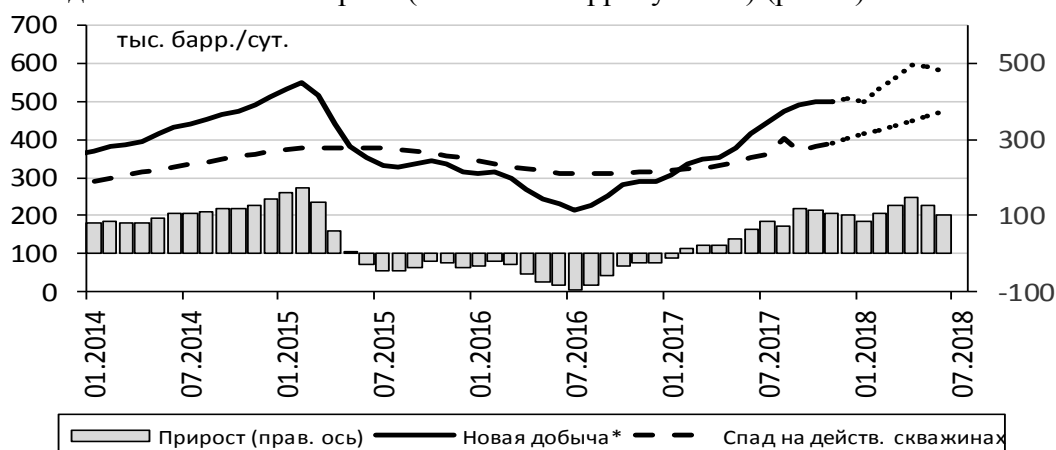
**Рисунок 5. Количество активных буровых установок.**

Источник: DPR EIA.

\*-бассейны с высокой производительностью буровых

Производительность буровых по определению DPR осталась практически без изменений в ноябре: 614 барр./сут. на 1 буровую (+0,3% м/м). Прирост добычи в ноябре замедлился (+107 тыс. барр./сут.). Во-первых, остановился рост добычи из новых скважин. Это следствие слабой буровой активности в августе – октябре. Во-вторых, нарастает спад добычи на действующих скважинах в результате: 1) роста доли новых скважин в структуре добычи<sup>4</sup>, 2) более быстрого спада добычи из новых скважин (закачка проппанта оказывает временный эффект на рост дебитов).

Благодаря росту цен на нефть в сентябре-декабре 2017 г., прирост добычи ускорится в начале 2018 г. и достигнет пика в апреле (+148 тыс. барр./сут. м/м) (рис. 6).



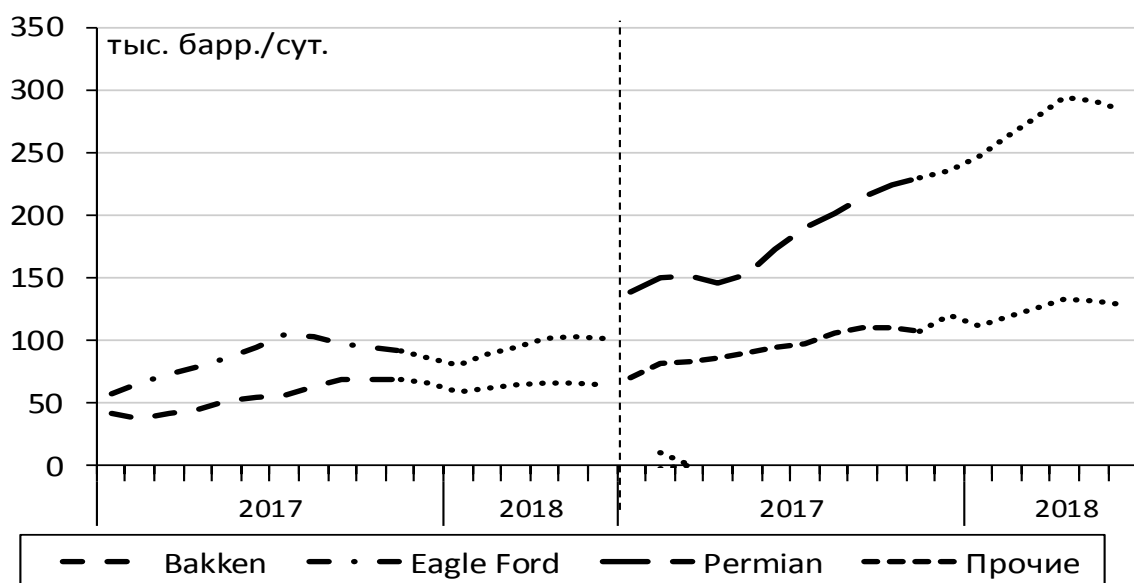
**Рисунок 6. Добыча из новых скважин\* и спад добычи на действующих скважинах: факт и базовый прогноз ИЭФ.**

Источник: DPR EIA, прогноз по сланцевой модели ИЭФ.

\*-добыча в первый полный месяц работы новых скважин.

По базовому прогнозу Института энергетики и финансов (ИЭФ), новая добыча будет быстрее всего расти на Permian (+28% в декабре 2017г. - апреле 2018 г.) и на небольших сланцевых бассейнах (+24% в декабре 2017 г. - апреле 2018 г.) (рис. 7).

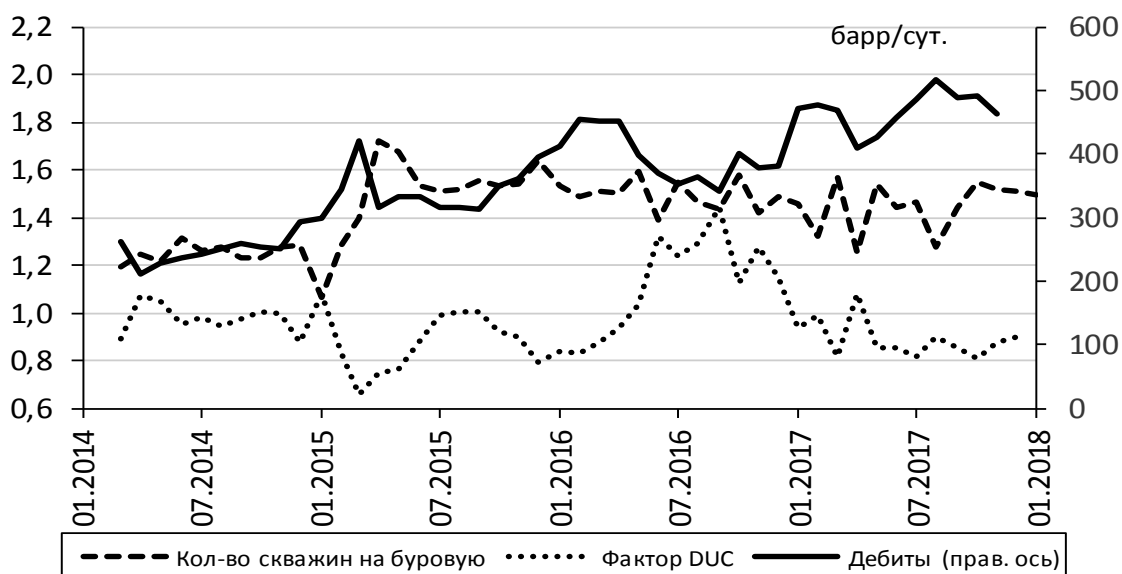
<sup>4</sup> Сланцевая добыча сокращается в течение первого года быстрее (-70% за год), чем в последующее время.



**Рисунок 7. Добыча из новых скважин в 2017 г. и первой половине 2018 г.: факт и базовый прогноз ИЭФ.**

Источник: оценки и прогнозы ИЭФ по данным DPR EIA.

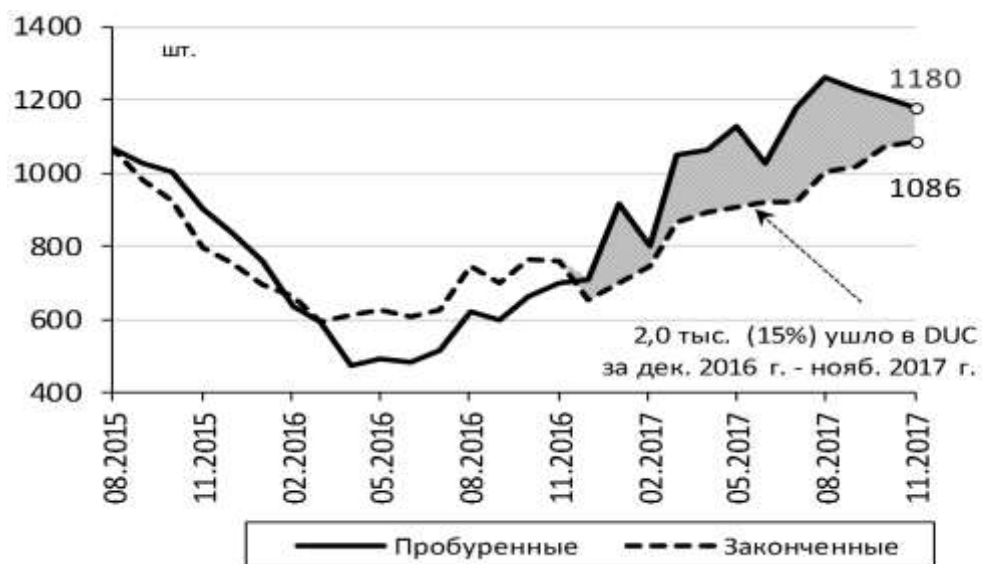
По первым оценкам, рост производительности буровых в IV квартале на 4% к/к был связан с повышением количества пробуренных скважин в расчете на 1 буровую бригаду (+9,3% к/к), но при этом сократились дебиты (-5,3% к/к) (рис. 8).



**Рисунок 8. Три компоненты производительности буровых.**

Источник: оценки ИЭФ по данным DPR EIA.

В целом, в 2017г. средний дебит в первый месяц действия скважины (IPrate) вырос на 18,2% г/г. Компании постепенно выравнивают соотношение между пробуренными и законченными скважинами. В ноябре лишь 8% пробуренных скважин пополнили запас DUC. С декабря 2016 г. в запас DUC в среднем отправляли 15% от пробуренных скважин (рис. 9).



**Рисунок 9. Динамика количества пробуренных и законченных скважин в сланцевой отрасли США.**

Источник: DPR EIA.

В базовом сценарии при цене WTI=\$50/барр. мы прогнозируем рост добычи на сланцевых бассейнах на 1,3 млн. барр./сут. в 2018 г. (рис. 10).



**Рисунок 10. Сценарные прогнозы сланцевой добычи в зависимости от накопления/запуска DUC-скважин (WTI=\$50).**

Источник: прогнозы по модели сланцевой добычи ИЭФ.

\*-соотношение скважин «законченные/пробуренные» не меняется.

\*\*-выход к паритету законченных и пробуренных скв. к июню 2018 г.

\*\*\*-в 2018 г. запускаются 1,9 тыс. DUC, накопленные с ноября 2016г.

Прогноз сильно зависит от того, продолжают ли производители наращивать запас DUC-скважин. В базовом сценарии предполагается постепенный рост соотношения законченных скважин к пробуренным с 0,9 до 1 к июню 2018 г.

Количество активных буровых установок зависит в первую очередь от динамики цены WTI. Мы прогнозируем, что за счет хеджирования производители увеличат количество буровых до 870 к марту 2018 г. независимо от динамики цен на нефть, в силу ранее

принятых решений. Но спустя 3-4 месяца количество буровых и добыча отреагируют на цены WTI.

Расчеты по модели ИЭФ показывают, что если производители будут наращивать запас DUC на 15% от пробуренных скважин каждый месяц, то рост добычи в 2018 г. составит только 0,6 млн. барр./сут. (табл. 1). С другой стороны, если производители сократят запас DUC в 2018 г. на 2,0 тыс. скважин (накопленных за декабрь 2016 г. – ноябрь 2017 г.), то прирост добычи составит +1,9 млн. барр./сут.

**Таблица 1**

**Прогнозы по приросту добычи сланцевой нефти в 2018 г. (млн. барр./сут.): декабрь 2018 г. к декабрю 2017 г.**

WTI	I Статус-кво: рост DUC*	II Запас DUC не растет**	III Запас DUC снижается***
\$60	1,1	1,8	2,4
\$55	0,9	1,6	2,1
\$50	0,7	1,3	1,9
\$45	0,5	1,1	1,7
\$40	0,3	0,9	1,5

Источник: прогнозы по модели сланцевой добычи ИЭФ.

\*-соотношение скважин «законченные/пробуренные» не меняется.

\*\*-выход к паритету законченных и пробуренных скв. к июню 2018 г.

\*\*\*-в 2018 г. запускаются 1,9 тыс. DUC, накопленные с ноября 2016г.

В прогнозах по росту среднегодовой добычи - не такой большой разброс. В базовом сценарии прирост составит +1,3 млн. барр./сут. Даже при консервативном сценарии (WTI=\$40/барр. и отправление 15% пробуренных скважин в запас) прирост составит +0,8 млн. барр./сут. (табл. 2).

**Таблица 2**

**Прогнозы по приросту добычи сланцевой нефти в 2018 г. (млн. барр./сут.): разница между среднегодовыми значениями**

WTI	I Статус-кво: рост DUC	II Запас DUC не растет	III Запас DUC снижается
\$60	1,1	1,5	1,9
\$55	1,0	1,4	1,8
\$50	1,0	1,3	1,7
\$45	0,9	1,2	1,6
\$40	0,8	1,1	1,5

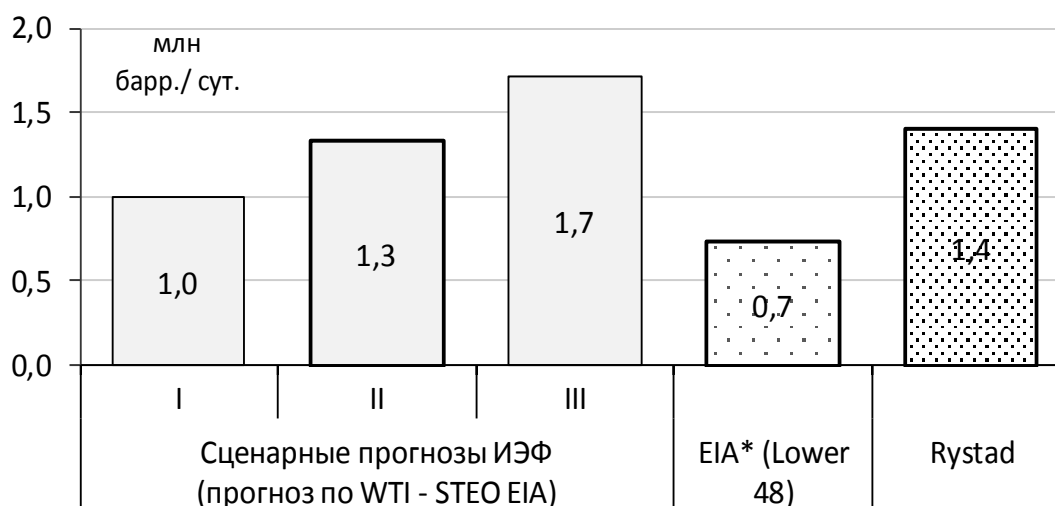
Источник: прогнозы по модели сланцевой добычи ИЭФ.

\*-соотношение скважин «законченные/пробуренные» не меняется.

\*\*-выход к паритету законченных и пробуренных скв. к июню 2018 г.

\*\*\*-в 2018 г. запускаются 1,9 тыс. DUC, накопленные с ноября 2016 г.

В прогнозах экспертов по сланцевой добыче на 2018 г. наблюдается большая неопределенность: EIA прогнозирует рост среднегодовой добычи на 0,7 млн барр./сут., Rystad – на 1,4 млн барр./сут. (рис. 11).



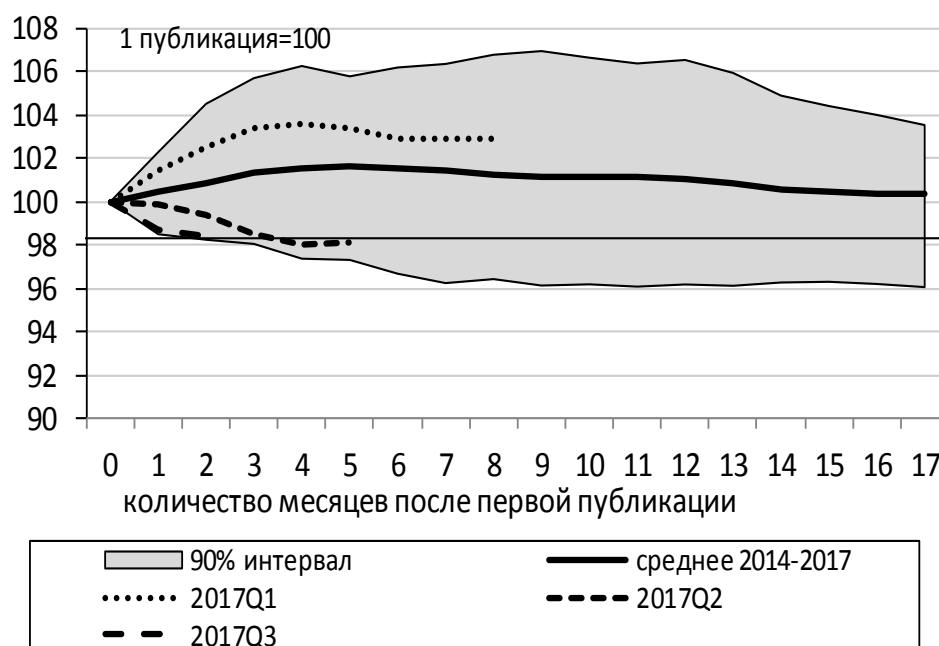
**Рисунок 11. Прогнозы по росту сланцевой добычи в 2018 г.: разница между среднегодовыми значениями.**

Источники: прогнозы ИЭФ, STEO EIA, Rystad.

\*-прогноз по США за вычетом Аляски и Мексиканского залива.

По нашим оценкам, прогноз EIA слишком пессимистичен. Даже при консервативном сценарии по накоплению DUC-скважин, рост добычи составит не меньше 1,0 млн. барр./сут. Аналитики Rystad оптимистично смотрят на рост добычи в США, но при этом прогнозируют, что среднегодовые цены на нефть вырастут до \$80/барр. в 2018 г. По нашему базовому прогнозу, при цене \$80/барр. прирост сланцевой добычи составит 1,9 млн. барр./сут. в 2018 г. Из-за избытка нефти на рынке цены вряд ли удержатся на этом уровне.

На точность оценок и прогнозов по сланцевой добыче оказывает влияние пересмотр данных в отчетах DPREIA. В ретроспективе, на горизонте 18 месяцев ошибка из-за пересмотра данных составляет +/-4%, то есть порядка 0,2-0,3 млн. барр./сут. в 2017-2018 гг. (рис. 12).

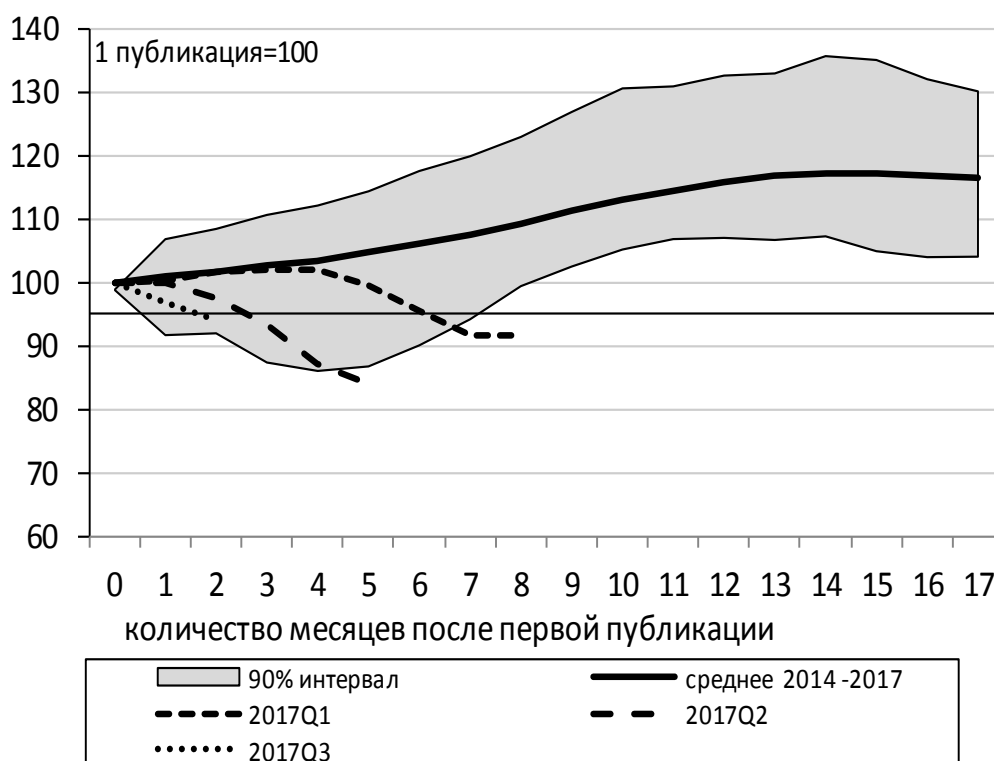


**Рисунок 12. Пересмотр данных в DPR EIA по суммарной добыче на сланцевых полях в США.**

Источник: оценки ИЭФ по данным DPR EIA.

Оценки по добыче сланцевой отрасли пересматривались в понижающую сторону в сентябре-ноябре, но в декабрьском отчете оценка за октябрь 2017 г. была повышена на 120 тыс. Исходя из ретроспективных данных, оценки по добыче в близкой перспективе, скорее, будут пересматриваться в повышающую сторону.

Оценки по производительности буровых пересматриваются сильнее: в течение 18 месяцев пересмотр может составлять от -15% до +35% (рис. 13). В среднем в 2014-2017 гг. данные по производительности в течение 18 месяцев пересматривались в повышающую сторону на 17%.



**Рисунок 13. Пересмотр данных в DPR EIA по производительности буровых.**

Источник: оценки ИЭФ по данным DPR EIA.

В сентябре-ноябре оценки по производительности были пересмотрены в понижающую сторону: пересмотр за отдельные месяцы в сумме доходил до -17%. В декабрьском отчете оценки по производительности были повышены: наибольший пересмотр составлял +6%. Исходя из ретроспективы, можно ожидать, что продолжится пересмотр в повышающую сторону.

### 3. Расчет и анализ цен безубыточности для добывающих компаний США

Соглашение ОПЕК+ о сокращении добычи, которое привело к росту цен на нефть, вероятно, оказало дополнительную поддержку росту добычи нефти в США и новому бурению. Однако прекращение роста нефтяных цен, после резкого скачка в конце 2016 г., привело (с лагом 3-4 месяца) к замедлению, а затем и к некоторому сокращению числа буровых установок в США.

Из-за прекращения роста числа буровых может замедлиться и рост добычи нефти в США. Зависимость уровня добычи от колебания цен на нефть определяется не только динамикой числа буровых установок, но и ценой безубыточности (break even price). Расчет

цены безубыточности позволяет определить прибыльность сланцевой добычи при различных уровнях цен.

Аналитические агентства и инвестиционные банки периодически публикуют собственные оценки цен безубыточности для сланцевых плеев США или для компаний в целом. Однако данные оценки трудно сопоставимы между собой и зачастую расходятся не только в абсолютных значениях цены, но и в ее динамике.

В июне 2017 г. аналитики Citi заявили, что затраты на одну скважину вырастут на 50% в процессе восстановления добычи. GoldmanSachs, напротив, предположил, что цена безубыточности может снизиться на \$5/барр. в течение последующих 2-3 лет с учетом применения новейших технологий и методов конструкции скважин. Аналитики RystadEnergy оценивают, что в 2016 г. цена безубыточности на ключевых сланцевых плеех сократилась на \$30-\$32/барр. по сравнению с 2014 г., но в 2017 г. она вырастет на \$3-\$4/барр. (г/г).

Расхождение в оценках, вероятно, обусловлено сложной структурой затрат на разработку сланцевых месторождений, где различные компоненты имеют разные драйверы, определяющие их динамику. По данным IHS существенное сокращение Upstream затрат в 2016 г. наблюдалось всего лишь для двух групп: для затрат на освоение скважины (-55% с 2012 г.) и затрат на фрекинг (-42% с 2012 г.). При этом снижение данных затрат обусловлено не только развитием технологий, но и ростом предложения на рынке данных услуг, дефицит которых наблюдался в 2010 – 2012 гг. Ценовые индексы остальных компонентов имели определенную тенденцию к росту в течение 2006-2014 гг. и сократились в 2015-2016 гг. (в среднем на 15,5% г/г), главным образом, из-за усиления ценовой конкуренции, вызванной сокращением спроса на бурение.

Для собственной оценки цен безубыточности необходимо, в первую очередь, определиться с методологией оценки.

По определению ConocoPhillips цена безубыточности – это такая цена нефти, при которой денежный поток от операционной деятельности равен объему капиталовложений, необходимому для поддержания добычи на текущем уровне, и уплате дивидендов<sup>5</sup>. Аналогичный подход к оценке цен безубыточности используют и другие независимые производители. Также данный подход представлен в оценках GoldmanSachs.

Таким образом, расчет цен безубыточности, который осуществляют и сами компании сектора, целесообразно производить по следующей формуле (обоснование формулы представлено в Приложении 1).

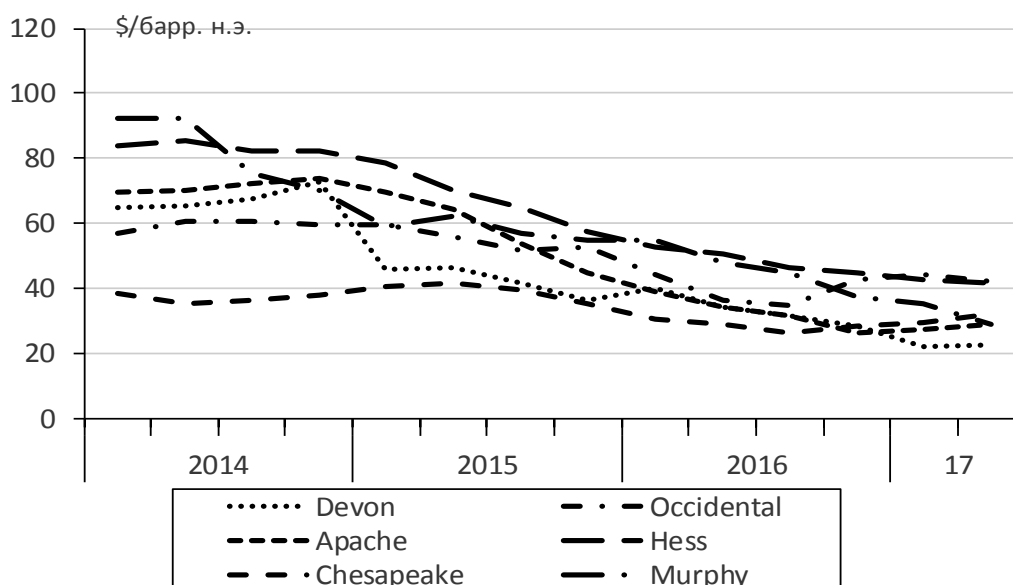
$$\text{Цена безубыточности} = \text{Цена реализации} - \frac{FCF - \text{дивиденды}}{\text{Объем добычи}}$$

Расчеты для крупных независимых производителей нефти и газа США, которые ежеквартально публикуют цену реализации, показывают, что динамика цен безубыточности примерно совпадает с динамикой цен на нефть.

Средний уровень цен безубыточности сократился с \$68/барр. н.э. в 1 квартале 2014 г. до \$33/барр. н.э. во 2 квартале 2017 г.<sup>6</sup> (рис. 14).

<sup>5</sup> <http://www.conocophillips.com/newsroom/Pages/news-releases.aspx?docid=7272017>

<sup>6</sup> С учетом сглаживания 4-квартальной скользящей средней. Без сглаживания. Средний уровень цен безубыточности сократился с \$82/барр. н.э. в 1 квартале 2014 г. до \$32/барр. н.э. во 2 квартале 2017 г.

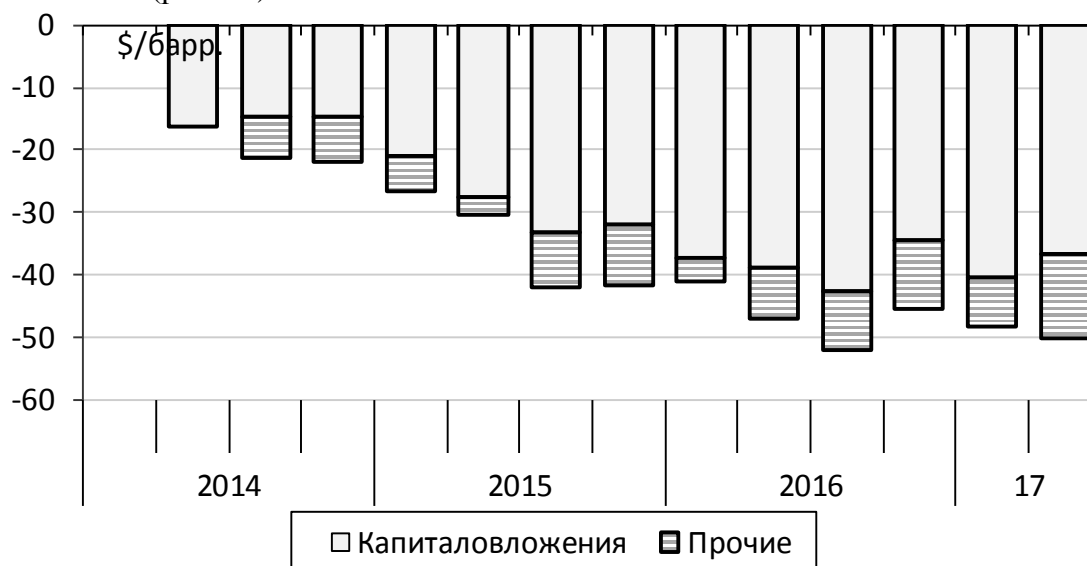


**Рисунок 14. Цены безубыточности (4-кв с/с) для ряда крупнейших независимых производителей США.**

Источник: расчеты ИЭФ на основе данных Bloomberg.

Таким образом, при средней цене \$33/барр. н.э. (на всю продукцию - нефть, NGL и природный газ) свободный денежный поток компании полностью идет на выплату дивидендов. При этом, начиная с 3 квартала 2016 г. цена безубыточности перестала снижаться.

Снижение цен безубыточности в значительной степени было обусловлено сокращением капиталовложений. Удельные капиталовложения анализируемых компаний сократились с 1 квартала 2014 г. в среднем на \$37/барр., что составляет 73% от сокращения цен безубыточности (рис. 15).



**Рисунок 15. Структура накопленного изменения цен безубыточности по сравнению с 1 кварталом 2014 г.**

Источник: расчеты ИЭФ на основе данных Bloomberg.

Необходимо учитывать, что цена реализации нефти значительно выше, чем природного газа и NGL.



Если рассчитать цену безубыточности отдельно для нефти, природного газа и NGL (разделив свободный денежный поток компании пропорционально объему добычи), то оценки цен безубыточности будут выглядеть следующим образом:

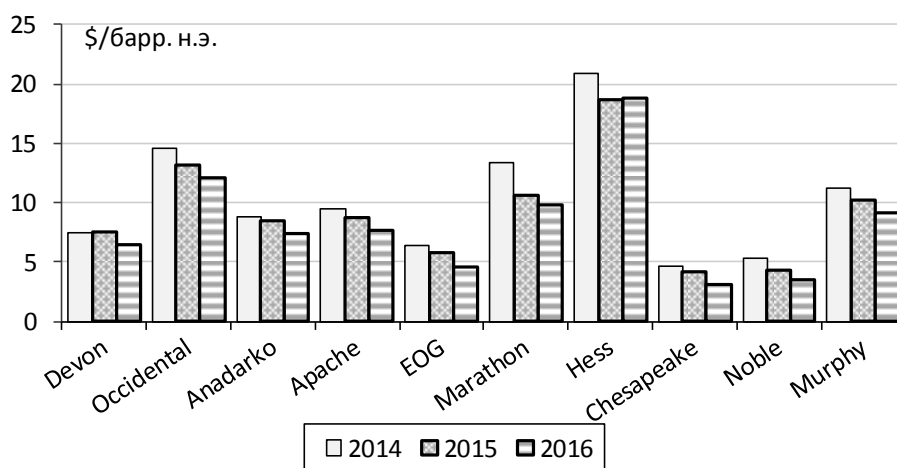
- Нефть. Средний уровень цен безубыточности сократился с \$96/барр. н.э. в 1 квартале 2014 г. до \$46/барр. н.э. во 2 квартале 2017 г.
- NGL. Средний уровень цен безубыточности сократился с \$35/барр. н.э. в 1 квартале 2014 г. до \$17/барр. н.э. во 2 квартале 2017 г.
- Природный газ. Средний уровень цен безубыточности сократился с \$27/барр. н.э. в 1 квартале 2014 г. до \$17/барр. н.э. во 2 квартале 2017 г.

Представленный расчет - это крайне агрегированный анализ, поскольку рассматривает совокупную выручку, затраты и денежный поток компаний, которые осуществляют свою деятельность не только на сланцевых полях США.

При этом рассматривается добыча не только нефти, но и природного газа, поскольку компании в отчетности в большинстве случаев не выделяют свободный денежный поток и капиталовложения отдельно для каждого сегмента бизнеса.

Другим подходом к оценке цен безубыточности является построение денежного потока для конкретных скважин. В данном случае ценой безубыточности – является цена, при которой чистая приведенная стоимость (NPV) проекта по разработке данной скважины будет равна нулю. Подобный подход был реализован Bloomberg.

Динамику цен безубыточности по данному подходу можно самостоятельно оценить с помощью анализа удельных затрат на добычу на проектах в США, данные о которых публикуются компаниями. Средние удельные затраты на добычу нефти и природного газа 10 крупнейших сланцевых компаний на проектах в США сократились в 2015 г. на 10,4% (г/г), в 2016 г. – на 10,2% (г/г) (рис. 16).



**Рисунок 16. Удельные затраты на добычу нефти и газа независимых производителей для проектов в США.**

Источник: данные компаний.

Сложность оценки цены безубыточности также связана с тем, что рассчитанная величина должна быть достаточной для поддержания добычи нефти и природного газа на текущем уровне.

В настоящее время нельзя точно ответить на вопрос: «Насколько отразится на уровне добычи наблюдаемое сокращение капиталовложений?». Однако это можно более наглядно увидеть, рассмотрев динамику запасов нефти независимых производителей.

Снижение нефтяных цен и капиталовложений независимых компаний в 2015-2016 гг. пока не оказало значительного влияния на уровень доказанных запасов. Сланцевые компании смогли нарастить значительные запасы в период «сланцевого бума» в 2010-2014 гг. Также прирост запасов за счет открытия Extensions&Discoveries продолжает оставаться выше истощения за счет добычи.

Суммарные доказанные запасы нефти в США 10 крупнейших независимых производителей выросли с 2,5 млрд. барр. в 2010 г. до 6,2 млрд. барр. в 2014 г. И даже снижение запасов в 2015 г. на 1 млрд. барр. (в первую очередь из-за исключения запасов, разработка которых стала нерентабельной) не привело к снижению уровня запасов до критической отметки.

Средняя обеспеченность запасами (отношение доказанных запасов нефти в США к объему добычи нефти в США) у 10 крупнейших независимых производителей на конец 2016 г. составила около 10 лет.

Таким образом, цена безубыточности крупнейших сланцевых компаний сократилась соразмерно сокращению цен на нефть, и данное сокращение обусловлено, в первую очередь, сокращением капиталовложений, а не сокращением операционных затрат. Однако сокращение капиталовложений пока не оказало существенного негативного влияния на объем доказанных запасов и объем добычи независимых производителей.

### **Приложение №1: Методология расчета цены безубыточности**

По определению CopocoPhillips цена безубыточности – это такая цена нефти, при которой денежный поток от операционной деятельности (Cash Flow from Operations, CFO) равен объему капиталовложений, необходимому для поддержания добычи на текущем уровне, и уплате дивидендов.

Данное определение можно представить следующим уравнением:

$$CFO = \text{Капиталовложения} + \text{Дивиденды}$$

В свою очередь CFO представляет собой сумму:

$$CFO = \text{Чистая прибыль} + \text{Амортизация} + \text{Корректировка прочих неденежных позиций}$$

Используя определение чистой прибыли, определение цены безубыточности можно скорректировать следующим образом:

$$\begin{aligned} &\text{Выручка} - \text{Себестоимость проданной продукции} + \text{Прочие операционные доходы} \\ &\quad - \text{Прочие операционные расходы} + \text{Прочие неоперационные доходы} \\ &\quad - \text{Прочие неоперационные расходы} + \text{Амортизация} \\ &= \text{Капиталовложения} + \text{Дивиденды} \end{aligned}$$

Тогда Цена безубыточности будет равна:

$$\text{Цена безубыточности} = \frac{\text{Себестоимость} + \text{Прочие доходы и расходы} + \text{Капиталовложения} - \text{Амортизация} + \text{Дивиденды}}{\text{Объем добычи нефти и природного газа}}$$

Однако можно использовать более простую формулу для расчета цены безубыточности, поскольку:

$$CFO - \text{Капиталовложения} = \text{Свободный денежный поток (FCF)}$$

Таким образом, определение цены безубыточности можно представить, как:

$$FCF = \text{Дивиденды}$$

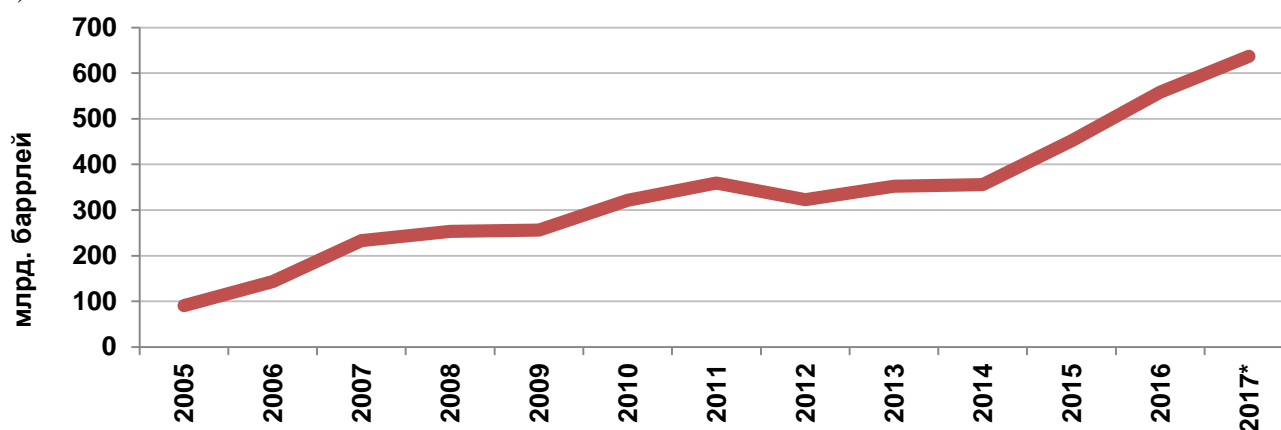
То есть, в том случае, когда свободный денежный поток равен объему выплаченных дивидендов, и у компании не осталось свободных денежных средств, тогда цена реализации нефти и природного газа компанией и будет равна цене безубыточности. Если у компании

остались свободные денежные средства после уплаты дивидендов, значит, компания реализует продукцию по цене выше цены безубыточности и цена реализации должна быть уменьшена на оставшиеся свободные денежные средства, разделенные на объем добычи и наоборот. В результате формула будет выглядеть следующим образом:

$$\text{Цена безубыточности} = \text{Цена реализации} - \frac{FCF - \text{дивиденды}}{\text{Объем добычи}}$$

## Мировой рынок производных финансовых инструментов на нефть: адаптация к изменениям в политике регуляторов

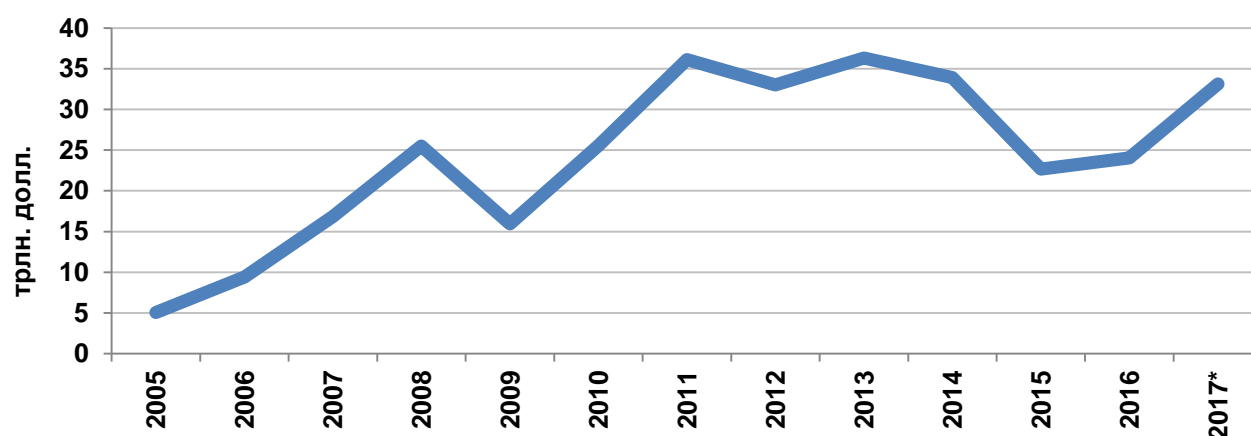
Сегодня рынок производных финансовых инструментов на нефть, или нефтяных деривативов, играет важнейшую роль в функционировании мирового рынка нефти, в том числе в процессе ценообразования. Наиболее ликвидными нефтяными деривативами являются фьючерсные контракты на нефть сортов WTI и Brent, обращающиеся на Нью-Йоркской товарно-сырьевой бирже (NYMEX) и Межконтинентальной бирже (ICE). В 2017 г., по предварительной оценке<sup>7</sup>, совокупный объем торгов этими инструментами составил 637 млрд. баррелей, что превышает годовое глобальное потребление нефти более чем в 18 раз. При этом за последние три года этот показатель вырос на 80%, превысив уровень 2008 г. в 2,5 раза (рисунок 1). Даже с учетом значительного снижения нефтяных цен в этот период оборот наиболее ликвидных нефтяных фьючерсов в денежном выражении в 2017 г. составил 33 трлн. долл., что лишь немного уступает рекордным показателям 2011–2013 гг. (рисунок 2).



**Рисунок 1. Динамика совокупного объема торгов фьючерсными контрактами на Brent и WTI на биржах NYMEX и ICE в физическом эквиваленте.**

\* - Оценка по данным за январь-ноябрь (ICE) и январь-октябрь (NYMEX).

Источник: Рассчитано по данным NYMEX и ICE.



**Рисунок 2. Динамика совокупного объема торгов фьючерсными контрактами на Brent и WTI на биржах NYMEX и ICE в денежном выражении.**

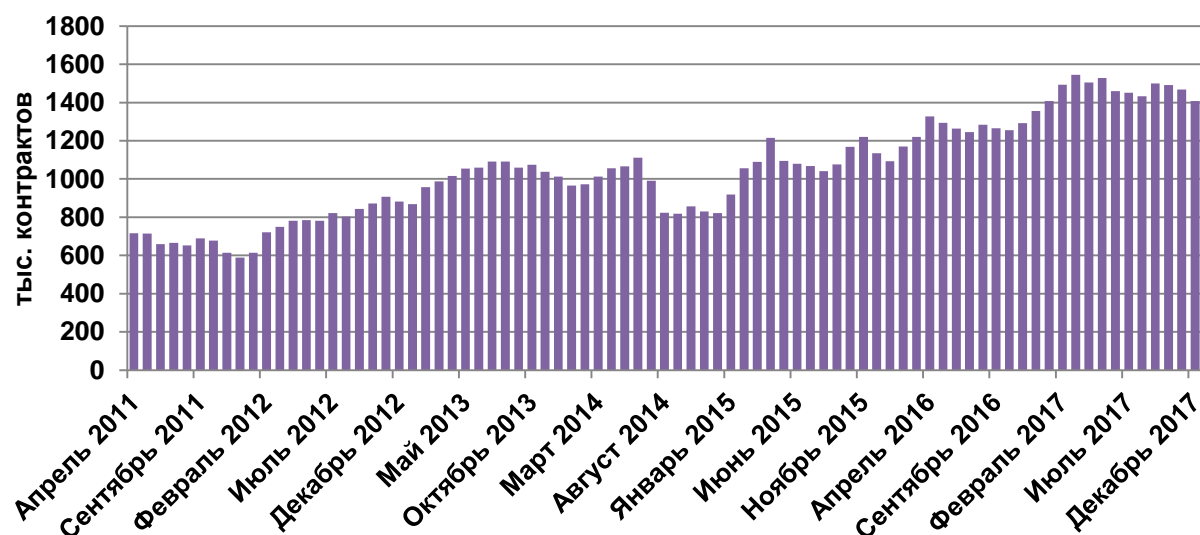
\* - Оценка по данным за январь-ноябрь (ICE) и январь-октябрь (NYMEX).

<sup>7</sup> Оценка по данным за январь-ноябрь (ICE) и январь-октябрь (NYMEX)

Источник: Рассчитано по данным NYMEX и ICE.

Спрос на нефтяные фьючерсы увеличивают как игроки рынка физической нефти, использующие эти инструменты для хеджирования ценовых рисков, так и финансовые инвесторы.

В целом рыночные игроки, имеющие отношение к рынку физической нефти, в том числе нефтепроизводители, нефтетрейдеры, авиакомпании и др., в 2017 г. нарастили объем открытых позиций в двух наиболее ликвидных нефтяных фьючерсных контрактах на 17% по сравнению со средним уровнем 2016 г. (рисунок 3). Большим спросом нефтяные деривативы пользуются среди независимых производителей трудноизвлекаемой нефти в США и Канаде с целью хеджирования рисков снижения цены нефти. Доступ к нефтяным деривативам выступил одним из главных факторов ускорения «сланцевой революции», т.к. хеджирование ценовых рисков не только поддерживает добычу нефти при снижении рыночных цен, но и упрощает привлечение банковского финансирования под добывающие проекты. По оценке информационно-аналитического агентства Reuters, 30 крупнейших компаний в этом секторе по состоянию на третий квартал 2017 г. захеджировали 27% от своей ожидаемой добычи на 2018 г.<sup>8</sup> В ту же дату в 2015 и 2016 гг. доля захеджированной добычи на будущий год составляла 15% и 18% соответственно.



**Рисунок 3. Динамика совокупного открытого интереса участников рынка физической нефти во фьючерсных контрактах Brent на ICE и WTI на NYMEX.**

Источник: Рассчитано по данным CFTC и ICE.

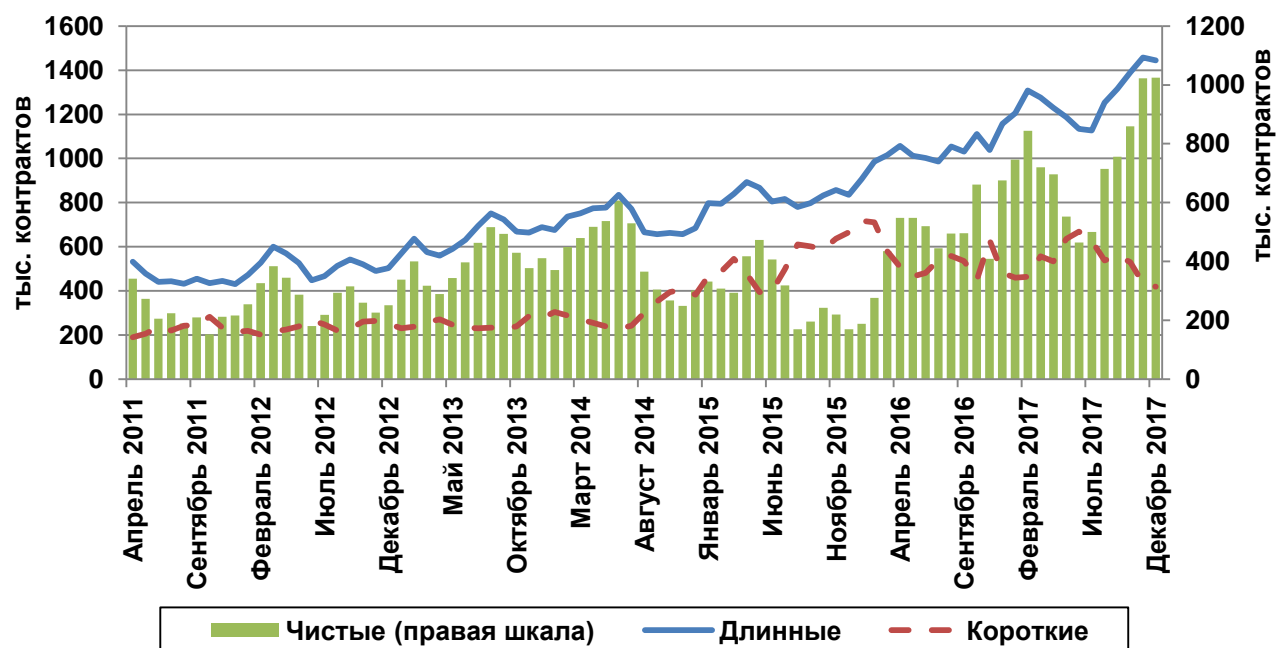
Стабильно высокий спрос на нефтяные деривативы предъявляет правительство Мексики, которое с начала 1990-х гг. хеджирует значительную часть своих доходов от экспорта нефти. В 2017 г. Мексика потратила на эти цели 1,25 млрд. долл., в 2016 г. – 1 млрд. долл.<sup>9</sup>

Значительный вклад в быстрый рост объема биржевого рынка нефтяных деривативов внесли финансовые инвесторы, многие из которых использовали обвальное снижение цены нефти, начавшееся в конце 2014 г., как возможность увеличить долю этого сырьевого товара в структуре своих инвестиционных портфелей, а также сделать спекулятивную ставку на дальнейший рост нефтяных цен. По состоянию на декабрь 2017 г. чистые длинные позиции

<sup>8</sup><https://www.reuters.com/article/us-usa-oil-hedging/surge-in-u-s-shale-hedging-to-boost-drilling-in-2018-idUSKBN1EF0GZ>

<sup>9</sup><https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-10-16/mexico-says-world-s-largest-oil-hedge-has-been-completed>

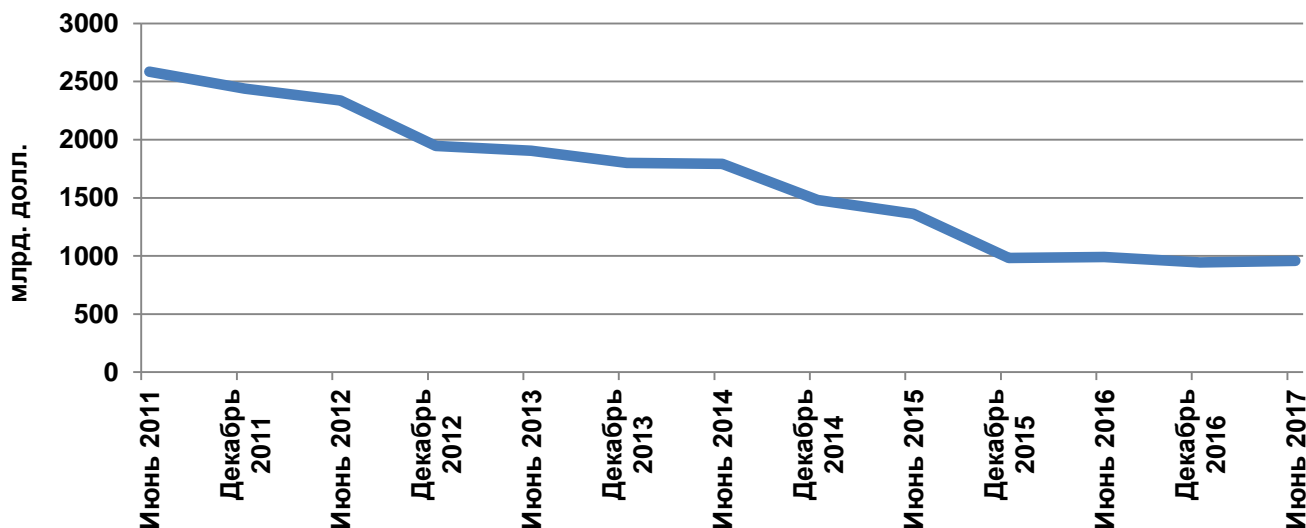
финансовых инвесторов во фьючерсных контрактах Brent на ICE и WTI на NYMEX находились на историческом максимуме и составляли около 1 млрд. баррелей (рисунок 3).



**Рисунок 4. Динамика длинных, коротких и чистых длинных позиций финансовых инвесторов во фьючерсных контрактах Brent на ICE и WTI на NYMEX.**

Источник: Рассчитано по данным CFTC и ICE.

Однако на фоне значительного роста ликвидности биржевого рынка нефтяных деривативов, объем внебиржевого рынка производных финансовых инструментов на нефть в последние годы значительно сократился. Об этом косвенно свидетельствует статистика Банка международных расчетов по внебиржевым деривативам на всю группу сырьевых товаров, за исключением драгоценных металлов (рисунок 4).



**Рисунок 5. Динамика номинального объема внебиржевых деривативов на сырьевые товары, за исключением драгоценных металлов.**

Источник: Рассчитано, по данным Банка международных расчетов.

Обращающиеся на внебиржевом рынке своповые контракты для многих участников рынка физической нефти более предпочтительны, чем высоко-стандартизированные

биржевые инструменты, так как характеризуются высокой гибкостью и разрабатываются своповыми дилерами с учетом потребностей конкретного клиента.

Сжатие внебиржевого рынка происходит главным образом из-за ужесточения его регулирования после мирового финансового кризиса 2008/2009 гг. В США большинство положений регулятивной реформы этого рынка сосредоточено в законе Додда–Франка, в ЕС – в Директиве «О рынках финансовых инструментов» (Markets in Financial Instruments, MiFID II/MiFIR) и Правилах регулирования инфраструктуры европейского финансового рынка (European Market Infrastructure Regulation, EMIR). Одним из наиболее серьезных нововведений как в США, так и в Европе, является обязательный клиринг большинства внебиржевых деривативов, что для конечных пользователей своповых контрактов означает повышение издержек на поддержание открытых позиций по этим инструментам.

Более того, учитывая, что основными своповыми дилерами являются крупнейшие банки, ужесточение регулирования банковской деятельности, включая операции с деривативами, также может негативно сказаться на ликвидности внебиржевого рынка нефтяных деривативов. Хотя закон Додда-Франка в США напрямую не ограничивает дилерскую деятельность банков по свопам, после вступления в силу правила Волкера значительно возросли затраты банков на осуществление так называемого комплаенса, т.к. последним необходимо доказывать регуляторам, что эти операции не подпадают под запрещенные виды деятельности. При этом регуляторы настроены серьезно – так, в апреле 2017 г. ФРС США оштрафовала Deutsche Bank за операции, нарушающие правило Волкера, на 19,7 млн. долл.

При этом банки и так сталкиваются с ростом издержек в условиях постепенного повышения требований к достаточности капитала в связи с имплементацией положений «Базеля III». Дополнительно снизить конкурентоспособность банков как своповых дилеров могут разрабатываемые американскими регуляторами новые ограничения на операции банков с физическими сырьевыми товарами, т.к. совмещение этих двух видов операций позволяло банкам получать значительный синергетический эффект.

Значительный потенциальный риск для деятельности банков, в том числе и на рынке нефтяных деривативов, может оказать и развитие так называемого ФинТеха – новые технологии уже достаточно успешно конкурируют с банками в сфере платежей и кредитования.

Ужесточение регулирования в конечном итоге может потенциально еще более удорожить операции с деривативами для конечных пользователей, включая нефтепроизводителей. Учитывая, что этот процесс идет как в США, так и в Европе, лазеек для участников рынка практически нет. Даже после выхода Великобритании из состава ЕС законодательство этой страны в сфере нефтяных деривативов вряд ли будет существенно ослаблено, т.к. Великобритания остается связанной многочисленными обязательствами в рамках соглашения группы G20, в том числе по введению обязательного клиринга своповых контрактов. Потенциал перевода значительной части операций в менее регулируемые азиатские юрисдикции – Гонконг и Сингапур, на наш взгляд, также невысокий.

С другой стороны, новая регулятивная среда несет и значительные выгоды для конечных пользователей внебиржевых деривативов и рынка в целом. Обязательный клиринг деривативов значительно сокращает кредитные риски контрагента в сделках с этими инструментами, а повышение прозрачности рынка дает возможность регуляторам более эффективно и своевременно реагировать на события, которые потенциально могут привести к новому финансовому кризису.

Более того, рост регулятивной нагрузки на банки будет стимулировать последних повышать эффективность своих бизнес-процессов, что может несколько сгладить негативный эффект для конечных пользователей финансовых продуктов. Также большой потенциал для рынка нефтяных деривативов мы видим в развитии новых

децентрализованных технологий, в том числе на основе блокчейн. Вероятно, что ФинТех-стартапы в недалеком будущем смогут составить конкуренцию банкам и другим традиционным своповым дилерам на рынке услуг по хеджированию ценовых рисков.



## **Корректировки алгоритмов ценообразования на сырую нефть странами ОПЕК как фактор конкурентной борьбы за рыночные ниши**

Стремительная трансформация мирового рынка нефти резко обострила конкуренцию нефтеэкспортеров за рыночные ниши. Для усиления своих глобальных конкурентных позиций некоторые страны Персидского залива изменили, либо намерены изменить механизмы торговли своей нефтью за счет корректировки алгоритмов ценообразования. В частности, такие попытки предприняли Ирак, Объединенные Арабские Эмираты (Абу-Даби) и Кувейт.

### **Ирак – попытка перехода к спотовой торговле нефтью**

Особняком здесь стоит Ирак – страна, которой в свое время прочили превратиться во вторую Саудовскую Аравию и которая уже более 10 лет не может восстать из руин после американской оккупации 2003 г. Ирак обладает значительными запасами нефти, и после привлечения иностранных компаний для разработки своих месторождений высококачественной нефти в 2010 г. его добыча в 2016 г. выросла до 4,6 млн. баррелей в день.[1] Но несмотря на это страна столкнулась с серьезными вызовами после резкого снижения нефтяных цен в 2015–2016 гг.

Это обусловлено тремя важнейшими факторами: спецификой заключенных с иностранными компаниями контрактов на техническое обслуживание; политической дезинтеграцией Ирака и снижением качества экспортной иракской нефти.

В соответствии с заключенными контрактами правительство Ирака обязано выплачивать фиксированную в долларах плату за каждый баррель добытой нефти сверх определенного объема, а также компенсировать понесенные инвестиционные затраты.[2] Такой подход был абсолютно оправдан в 2010 г., когда цена на нефть была около 80 долл. и непрерывно росла (в 2011 г. среднегодовая цена барреля Brent составила 111,3 долл.), а страна находилась в полной разрухе после 6 лет войны и максимизация доходов от экспорта нефти являлась императивным условием запуска устойчивого экономического роста и диверсификации производственной структуры.

Но после почти двукратного снижения цен в 2015 г. произошло резкое снижение экспортных доходов и правительство Ирака не смогло выполнять взятых на себя ранее обязательств и начало накапливать долги перед иностранными компаниями. При этом, чтобы хоть как-то компенсировать иностранным компаниям недополученные деньги правительство предложило механизм выделения больших объемов нефти, чем предусмотрено в контрактах, тем компаниям, которые приобретают нефть по официальной продажной цене на ежемесячных аукционах за наличные по срочным контрактам.

На первый взгляд, неплохое решение в краткосрочном периоде вылилось в фундаментальный дисбаланс в дальнейшем. Поскольку иностранные компании стали получать крупные объемы физической нефти одного сорта по разным ценам. Это быстро привело к ценовому дисбалансу при дальнейшей перепродаже и в результате достаточно качественная и однородная иракская нефть потеряла стабильный ценовой ориентир.

Дополнительное понижающее давление на цену экспортной иракской нефти оказывало то, что неподконтрольные центральному правительству Ирака курды, не имея опыта торговли нефтью, реализуют крупные партии нефти добытой на севере страны через глобальных нефтетрейдеров на спотовом рынке. Причем трейдеры покупают нефть у курдского правительства с дисконтом до 7–17 долл./барр. к официальной цене нефти в зависимости от времени года.

И наконец, третьим важнейшим фактором усложняющим маркетинг иракской нефти за рубежом стали изменения в ее качестве. Традиционно она продавалась на мировом рынке

под брендом Iraq Basra Light Oil. Нефтеперерабатывающие заводы европейских и азиатских стран отладили технологический процесс именно под данный сорт. Однако сейчас в добыче растет доля менее качественной нефти. Поэтому Ирак ввел новый сорт Iraq Basra Heavy Oil, доля которого в совокупной добыче достигла уровня 20%. При маркетинге нового сорта Ирак попытался привязать цену Basra Heavy Crude Oil к цене сортов Oman и Dubai аналогично тому, как это делают другие экспортеры сравнительно тяжелой нефти Персидского залива. В принципе для высокотехнологичных нефтеперерабатывающих заводов Японии, Южной Кореи, Индии и Китая новый иракский сорт представляет интерес, но они готовы работать с ним только при получении значительного дисконта. Тем более, что в силу вышеуказанных причин покупатели до самого последнего времени могли купить Basra Heavy со значительной скидкой к официальной цене. Источником этих продаж являются упомянутые выше объемы нефти, получаемые компаниями в качестве оплаты за инвестиции и технические услуги. Нефтеперерабатывающие заводы иностранных компаний, добывающих в Ираке нефть, не всегда технологически приспособлены для переработки более тяжелой нефти, поэтому зачастую вынуждены перепродавать ее. Цены таких сделок оказывают понижающее давление на официальную цену продажи. По объемам продаж сорт Basra Heavy является третьим среди ближневосточных сортов свободно торгуемым сортом нефти после Basra Light (Ирак) и Murban (ОАЭ).

В качестве главной ответной меры призванной разрешить появившиеся дисбалансы правительство Ирака решило стимулировать переход на спотовый механизм ценообразования.<sup>10</sup>

Первым шагом стало учреждение весной 2017 г. в Дубае (The Dubai Multi Commodities Centre, DMCC) компании LIMA Energy, которая будет осуществлять спотовую торговлю иракской, российской и другой нефтью. Данная компания стала совместным проектом иракского государственного монополиста по торговле нефтью и нефтепродуктами Somo и швейцарской Litaco (нефтетрейдер компании Лукойл).

Первую партию спотовой нефти в конце апреля реализовала SOMO объемом 2 млн барр. нефти сорта Basra Light (легкая нефть) с поставкой в июне 2017 г. через торговую платформу DME Auctions Дубайской товарно-сырьевой биржи (DME). В аукционных торгах, продолжавшихся две минуты, участвовало более 20 трейдеров. Самая высокая среди 40 заявок премия к июньской официальной цене Basra Light Official Selling Price (OSP) составила 31 цент/барр.[4] Вторая партия иракской нефти Basra Light объемом 2 млн. барр. была реализована через аукцион 31 мая. С июня 2017 г. через платформу Дубайской товарно-сырьевой биржи началась реализация второго сорта иракской нефти Basra Heavy.[5]

Таким образом, можно констатировать, что торги успешно запущены. Компания Лукойл максимизировала свою полезность. С одной стороны, она сделала шаг к более эффективному трейдингу добываемой компанией в Ираке на месторождении Западная Курна-2 нефти. С другой, придала импульс для развития своей трейдинговой компании Litaco. А для иракского правительства переход на новый механизм ценообразования должен решить несколько важнейших стратегических задач.

---

<sup>10</sup> С 1970-х гг. и до последнего момента ближневосточные экспортеры применяли другой механизм ценообразования – так называемые официальные цены продаж, устанавливаемые странами ОПЕК [3]. В настоящее время официальные цены продаж привязаны через формулы к котировкам фьючерсных контрактов и ценовых индексов Platts и Argus. При этом Ирак вынужден подстраиваться к действиям ключевого игрока ОПЕК – Саудовской Аравии. Обычно она объявляет официальные цены продажи сортов своей нефти для трех географических рынков, а Ирак при выставлении своих официальных цен отталкивается от них. В апреле 2017 г. Саудовская Аравия объявила, что с 1 июля официальная цена ее нефти будет отвязана от взвешенного средневзвешенных контрактов семейства Brent лондонской биржи ICE Futures. Вместо этого будет осуществляться привязка к расчетной цене контракта ICE Brent, что облегчит для покупателей саудовской нефти хеджирование практически в режиме реального времени

Во-первых, продажи на дубайском спотовом рынке призваны обеспечить прозрачность процесса ценообразования на иракскую нефть и в конечном счете получить стабильный бенчмарк на экспортируемую из страны нефть, что привлечет покупателей спотовых партий нефти из Азии и Европы.

Во-вторых, существенно усилит глобальную конкурентоспособность иракской нефти. Нефтеперерабатывающие заводы Европы и АТР получают понятный им ценовой ориентир и будут заинтересованы в его поддержке. В последние несколько лет иракская нефть уверенно завоевала сильные позиции на рынках Европы, АТР и даже США. Понятно, что в значительной мере успехи объясняются тем, что добывающие иракскую нефть ExxonMobil, Royal Dutch Shell, British Petroleum направляют ее на свои нефтеперерабатывающие заводы в Европе и США. На китайский рынок нефть из Ирака направляет CNPC, которая совместно с British Petroleum разрабатывает крупнейшее нефтяное месторождение Ирака Румейла. В импорте нефти Индией доля Ирака возросла с 8% в 2010 г. до 18% в 2016 г. Спотовый рынок призван закрепить эти тренды и максимизировать доходы от экспорта нефти.

В условиях затоваренности рынка физической нефти наличие ликвидного спотового рынка является одним из важнейших рычагов выстраивания долгосрочных партнерских отношений с покупателями в лице нефтеперерабатывающих заводов. Более того, не исключено и даже весьма вероятно, что достаточно быстро произойдет “обволакивание” нового ценового бенчмарка нефтяными деривативами. Выгоду от этого получают не только участники торгов иракской нефтью, но и игроки Дубайской товарно-сырьевой биржи и сама биржа. DME может стать новым важным хабом глобального значения по торговле физической нефтью. В ситуации обостряющейся конкуренции между странами-нефтеэкспортерами за рынки сбыта формирующийся на спотовом рынке устойчивый бенчмарк, и к тому же окруженный системой деривативов, даст иракской нефти сильные конкурентные преимущества.

### **Абу-Даби – переход от ретроактивного к форвардному ценообразованию?**

Возможности корректировки ценообразования на экспортную нефть рассматривает и эмират Абу-Даби – четвертый крупнейший продуцент нефти в ОПЕК после Саудовской Аравии, Ирака и Ирана. В настоящее время национальная государственная компания эмирата ADNOC выставляет покупателям цену нефти ретроактивно или задним числом с запозданием примерно на месяц. На нефть, загружаемые в танкеры в ноябре, цена нефти выставляется в декабре. При этом конкуренты Абу-Даби в Персидском Заливе – Саудовская Аравия, Кувейт, Ирак и Иран – выставляют цены на свою нефть с опережением в форвардном режиме – в декабре уже известны котировки будущего января.[6] Ретроактивный режим затрудняет для эмирата оценку конкурентоспособности своей нефти. В принципе неудобен он и для покупателей, так как затрудняет для них выбор между конкурирующими сортами нефти в режиме реального времени.

Пока неясно к какому бенчмарку Абу-Даби намерен привязать свои экспортные цены. Как и в случае Ирака им может стать цена нефти Оман Дубайской товарно-сырьевой биржи. Однако бенчмарком может стать и средняя цена нефти Оман и Дубай в окошке Platts, к которой через дифференциал привязывают цены своей экспортной нефти саудовская Арамко, иранская NIOC и кувейтская KPC.

### **Кувейт – новые сорта нефти для АТР**

Кувейт объявил о планах начать экспортировать в страны АТР два новых сорта нефти. На апрель запланировано начало поставок суперлегкой нефти Kuwait Super Light Crude (KSLC) плотностью 48° по шкале API. В августе будут начаты поставки тяжелой нефти Kuwait Heavy Export Crude плотностью 16° по шкале API. На оба сорта будет выставляться специальная цена.[7]

В настоящее время Кувейт экспортирует только один сорт нефти Kuwait Export Crude плотностью 31–32° по шкале API. Вводя два новых сорта нефти со стабильными качественными характеристиками, Кувейт рассчитывает расширить клиентскую базу среди нефтеперерабатывающих заводов в АТР.

## **Выводы**

В силу усиливающейся конкуренции на рынке нефти из-за усиливающегося риска глобального пика спроса и стремления к максимально быстрой монетизации углеводородных запасов трансформация нефтегазового сектора происходит во всех крупнейших экспортерах Ближнего Востока, что рано или поздно приведет к демонтажу такого института, как “официальная цена продажи нефти”, используемого странами ОПЕК. А цена нефти окончательно будет формироваться на стыке фьючерсного и спотового рынков.

При этом, несмотря на определенные преимущества перехода к спотовой торговли нефтью, не все так однозначно. Во-первых, основные импортеры иракской нефти из АТР и южной Азии уже привыкли десятилетиями работать с ближневосточными поставщиками по старому механизму срочных контрактов с официальными ценами продаж, которые через простые формулы и коэффициенты привязаны к глобальным и региональным бенчмаркам и не для всех переход к свободному рынку будет благом. Во-вторых, появление на рынке нового механизма может быть негативно воспринято другими ближневосточными поставщиками, в первую очередь Саудовской Аравией, которая утерять доминантное положение в ценообразовании среди стран ОПЕК из Персидского залива. При этом учитывая объемы поставок в Азию 4 монархий Залива (Кувейт, Оман, ОАЭ и Саудовскую Аравию) ссорится с ними страны-импортеры точно не будут. В-третьих, в текущий момент мы наблюдаем резкое восстановление цен на нефть, и возможно образовавшиеся дисбалансы в 2015–2016 гг. рассосутся с переходом мировых цен на более высокий уровень.

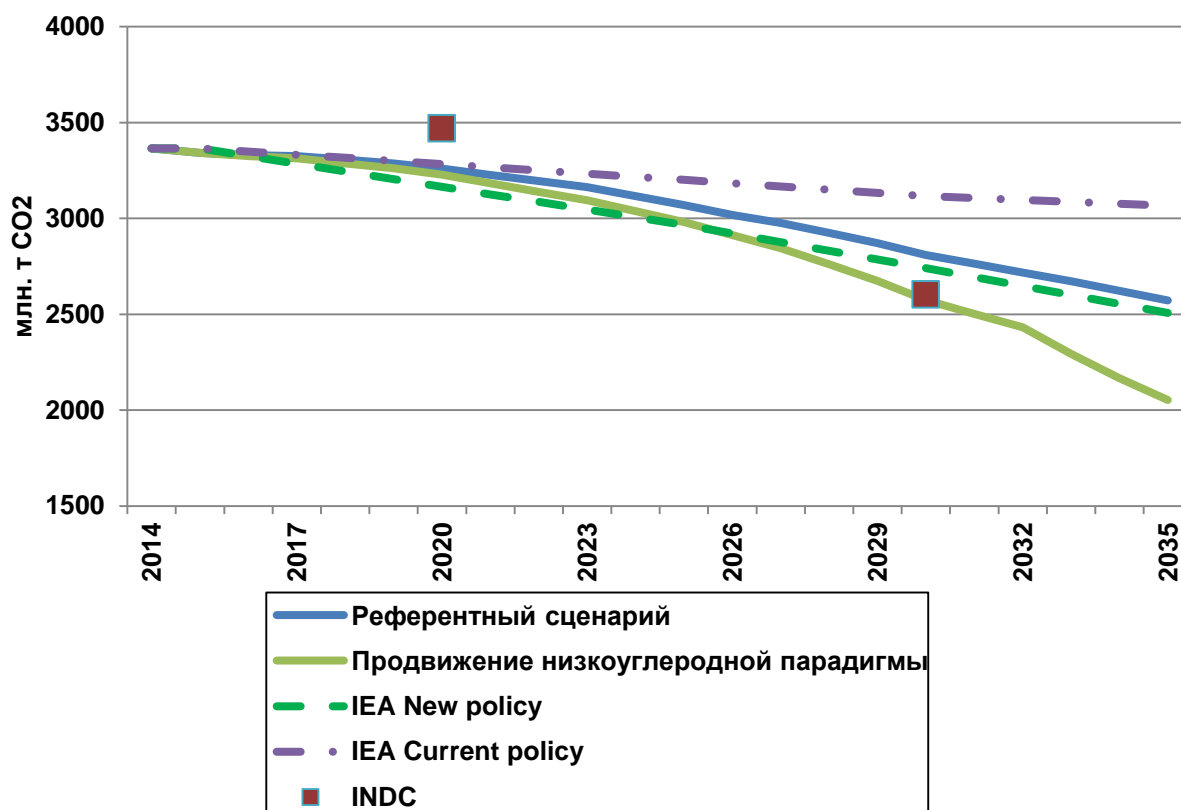
В свою очередь отпадет потребность в глубоких корректировках алгоритмов ценообразования, на которую пока нацелен Ирак, а более эффективными окажется тактика мелких шагов, которой придерживаются Абу-Даби и Кувейт.

## **Список использованной литературы**

1. OPEC Annual Statistical Bulletin 2017. Available at: [http://www.opec.org/opec\\_web/en/202.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/202.htm) (accessed 13.06.2017)
2. Третьяков П. Ирак хочет поменять условия сервисных контрактов с нефтяниками. Ведомости, 13.03.2015. [Tret'yakov P. Irak khochet pomenyat' usloviya servisnykh kontraktov s neftyanikami [Iraq Wants to Change the Terms of Service Contracts with Oil Companies]. Vedomosti, 13.03.2015. Available at: <https://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2015/03/13/irakmenyaet-pravila-dlya-neftyanikov> (accessed 13.03.2015).]
3. Mabro, Robert (2005), “The International Oil Price Regime: Origins, Rationale and Assessment”, Journal of Economic Literature, Vol. 11, No. 1, June, pp. 3-20
4. Dubai Multi Commodities Center. Available at: <http://www.dubaimerc.com/news/details/SOMO-sells-2-million-barrels-of-Basrah-Light-crude-oil-on-DME-Auctions> (accessed 30.04.2017)
5. Dubai Multi Commodities Center. Available at: <http://www.dubaimerc.com/news/details/SecondDMEBasrah1> (accessed 31.05.2017).
6. Yap F. Market Eye: Abu Dhabi Mulls Change to Crude Export Pricing// International Oil Daily, December 12, 2017
7. Kuwait to Launch Two Crude Grades// International Oil Daily, December 13, 2017.

## Влияние Парижского соглашения на перспективы потребления нефти в Европе

Рамочная конвенция ООН и подписанные в Париже соглашения (COP-21) по снижению выбросов обязывают страны представить национальные планы по снижению объемов выбросов парниковых газов (INDC – Intended Nationally Determined Contributions – «предполагаемые определяемые на национальном уровне вклады»). Часть стран приняла на себя достаточно «мягкие» ограничения, например, Китай, который может выполнить план уже в ближайшие пять лет, часть стран, в первую очередь, европейские страны и США – «жесткие» ограничения.

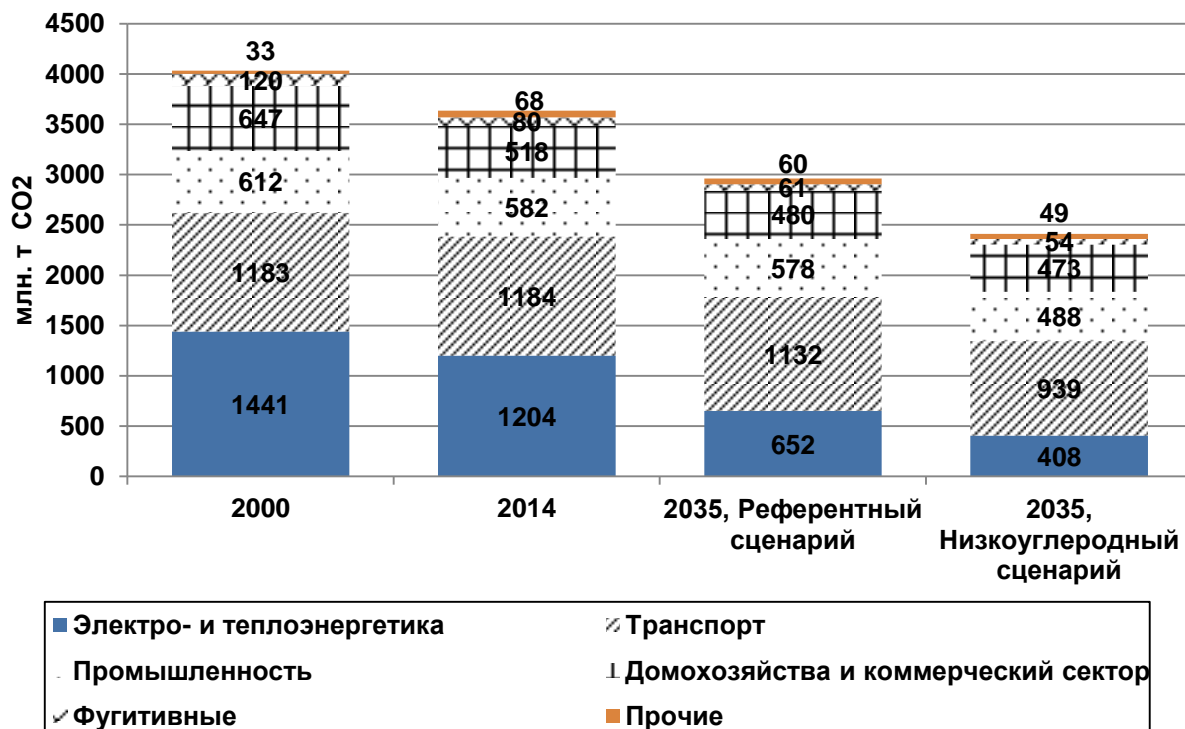


**Рисунок 1. Европа: прогноз выбросов парниковых газов**

Источник: Международное энергетическое агентство (IEA New Policy и IEA Current Policy) и ЦЭИ ИМЭМО (референтный сценарий и продвижение низкоуглеродной парадигмы).

Рассмотрим подробнее европейские страны (ЕС-28, Швейцария и Норвегия). Европейский союз и Норвегия приняли обязательства сократить выбросы на 40% в 2030 г. по сравнению с 1990 г., Швейцария – на 30%. По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА) даже в сценарии Новая политика европейские страны не смогут выполнить INDC (рисунок 1). Связано это с тем, что основной драйвер деуглеродизации – продвижение возобновляемых источников энергии, в европейских странах к 2035 г. будет близок к исчерпанию своего потенциала. В 2014 г. на электроэнергетику приходится значительная часть выбросов парниковых газов (рисунок 2), но с учетом значительных планов по доле новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ), даже двукратное снижение объема выбросов оказывается недостаточным для выполнения INDC. Центр энергетических исследований ИМЭМО для оценки влияния климатической политики построил сценарий продвижения низкоуглеродной парадигмы, в котором INDC выполняются.

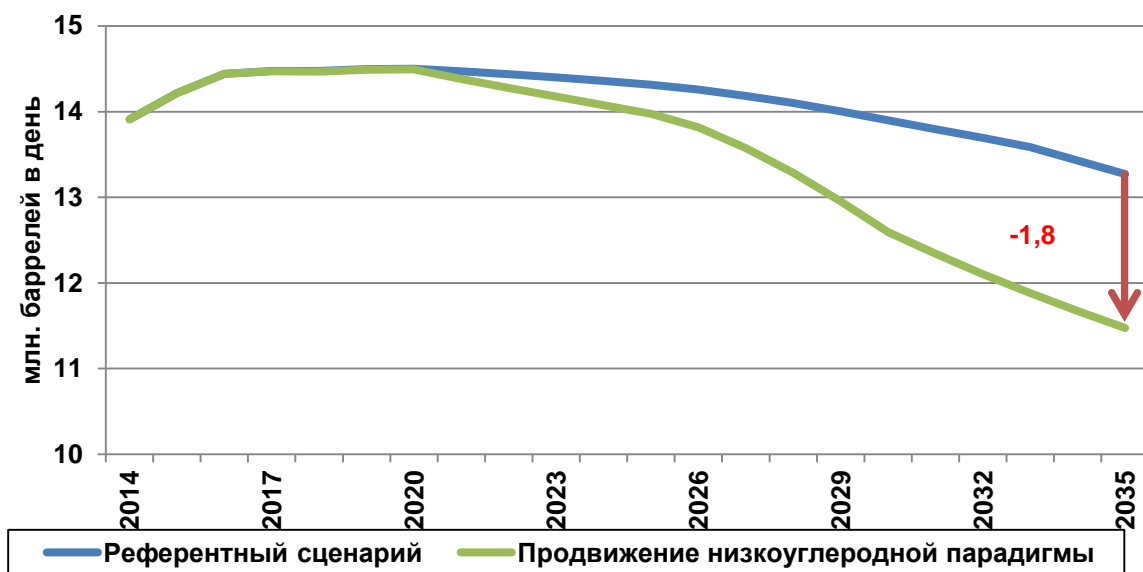
В этом сценарии предполагается, что для ускоренного продвижения НВИЭ европейским странам придется повысить цену углерода в электроэнергетике, и это приведет к успешному коммерческому запуску проектов по улавливанию и хранению углерода около 2030 г.



**Рисунок 2. Европа: выбросы парниковых газов, млн. т CO<sub>2</sub>**

Источник: Международное энергетическое агентство и расчеты ЦЭИ ИМЭМО.

Для выполнения обязательств по выбросам европейские страны будут вынуждены также продолжать политику снижения энергоемкости в промышленности и усилить поддержку продвижению электромобилей. Транспортный сектор станет основным генератором выбросов около 2020 г.

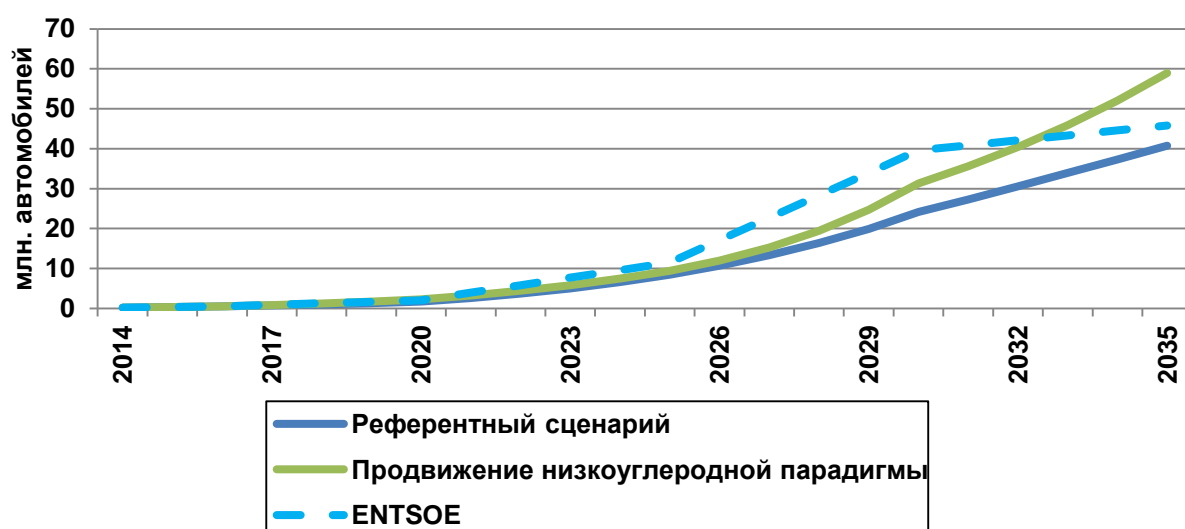


**Рисунок 3. Европа: прогноз потребления нефти.**

Источник: Международное энергетическое агентство и расчеты ЦЭИ ИМЭМО.

Достижение технологических пределов уменьшения потребления топлива автомобилями с двигателями внутреннего сгорания в Европе произойдет до 2025 г. Для снижения выбросов европейским странам придется пойти на введение углеродного налога на нефтепродукты, что с одной стороны будет стимулировать обновление автопарка, с другой – поддержать продвижение электромобилей. Биодизель будет слишком дорогим топливом, к тому же сырье для него в основном импортируется. Принятые меры приведут к снижению потребления нефти в Европе в 2035 г. на 1,8 млн. баррелей в день по сравнению с референтным сценарием ЦЭИ ИМЭМО или на 3 млн. баррелей в день по сравнению с 2016 г. (рисунок 3).

Парк электромобилей достигнет 31 млн. автомобилей к 2030 г. в сценарии продвижение низкоуглеродной парадигмы, что несколько меньше прогноза Европейской сети системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO E), но к 2035 г. превысит 59 млн. автомобилей (рисунок 4).



**Рисунок 4. Европа: парк электромобилей.**

Источник: ЦЭИ ИМЭМО и ENTSOE.

Выполнение взятых Европейским союзом обязательств по выбросам CO<sub>2</sub> к 2030 г. потребует существенного ужесточения экологической политики как в электроэнергетике и промышленности (основных потребителей угля), но и транспортном секторе. Будут увеличены налоги на выбросы в электроэнергетике и промышленности, введен налог на выбросы при сжигании нефтепродуктов. В результате спрос на нефть в Европе снизится к 2035 г. на 3 млн. баррелей в день по сравнению с 2016 г., количество электромобилей возрастет до почти 60 млн. единиц.

## Список использованной литературы

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

ENTSO E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) – <https://www.entsoe.eu>

База данных <http://ev-valumes.com>

Трансформация мирового рынка нефти. Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2016

## **Управление рисками в нефтегазовой компании: новые тенденции**

Нефтяная отрасль является отличным примером высоко рискованного бизнеса. С самого начала промышленной нефтедобычи существовала неопределенность, связанная с результатами бурения скважин. Никто не мог быть уверенным, даст ли скважина нефть, какого качества и в каком количестве, либо окажется «сухой». Позднее к этому добавились: конкуренция, неопределённость спроса и предложения, волатильность цен, политические изменения, технологические инновации и т.д.

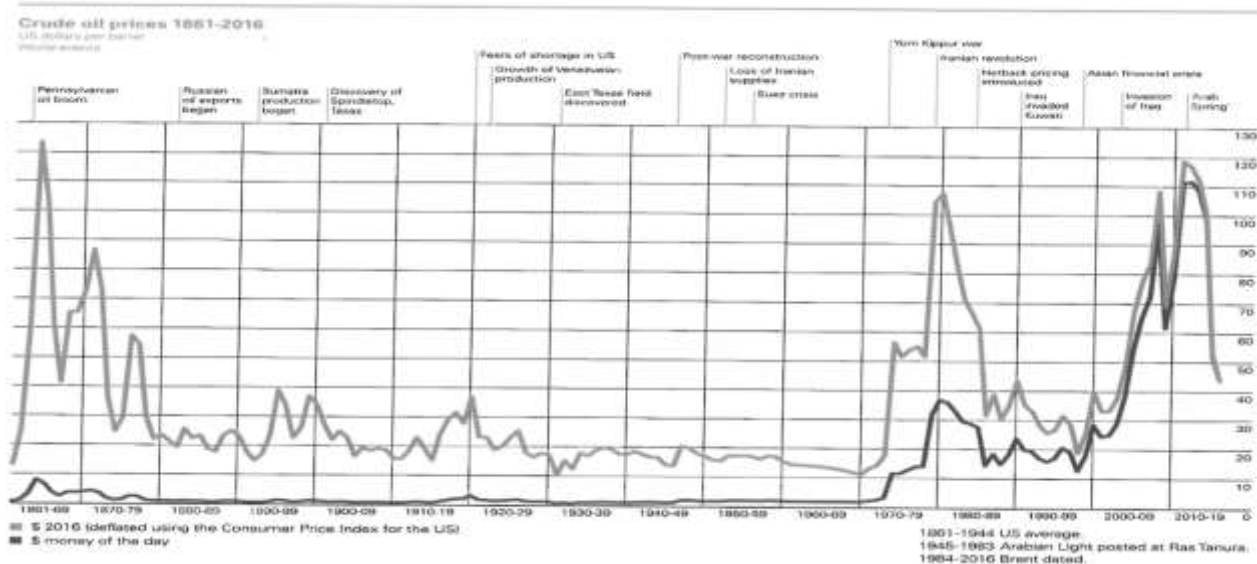
В процессе своей деятельности нефтегазовые компании подвергаются воздействию различных рисков, которые могут оказать отрицательное влияние на производственные и финансовые результаты. Компании стремятся уменьшить риски, находящиеся в сфере их контроля, и учитывать возможные негативные последствия рисков, на которые они не способны повлиять, а тем более, - контролировать. Обвал цен на нефть, который начался в июне 2014 года, подвел менеджмент нефтегазовых компаний к необходимости принятия решения о масштабном сокращении расходов.

Мировые нефтегазовые холдинги сократили капитальные затраты примерно на 40% в период между 2014 и 2016 гг. В рамках этой экономии было уволено около 400 000 сотрудников, были отменены, либо отложены крупные проекты, которые не отвечают текущим критериям рентабельности. Без сомнения, каждый из этих проектов прошел все процедуры, связанные с оценкой рисков. Тогда что же послужило причиной для беспрецедентного сокращения инвестиций – формальное отношение к процедурам и принятым в компаниях подходам? Отсутствие отрицательных сценариев или отсутствие веры в их возможное наступление? А может быть это как раз та реакция, которая и подразумевалась в соответствии с существующими процедурами оценки и управления рисками? Не обернется ли массированное сокращение капитальных затрат сегодня потерей части рынка, конкурентных преимуществ и ухудшения портфелей для этих компаний в будущем? Скорее всего, однозначного ответа на эти вопросы нет и все перечисленное в различных пропорциях справедливо для разных компаний.

Постоянные изменения бизнес - среды бросают все новые вызовы нефтяным компаниям, заставляя их постоянно усовершенствовать процессы, связанные с оценкой и управлением рисками. Главная сложность связана не столько с изменениями внешних условий, сколько с постоянно растущими темпами этих изменений и весьма противоречивыми, далеко не всегда правильными прогнозами экспертов относительно их последствий. Текущая реальность такова, что разработанные стратегии теряют свою актуальность еще до того, как их начинают исполнять. Становится очевидным, что по причине резкого роста скорости развития технологий, автоматизация и искусственный интеллект способны изменять экономику быстрее, чем система управления адаптируется к этим изменениям. Но это не означает, что с ситуацией нужно смириться и что пытаться управлять рисками в условиях сегодняшней бизнес-среды все равно, что гадать на кофейной гуще. Напротив, в текущих условиях нефтегазовым компаниям жизненно необходимо развивать управленческие компетенции в данном направлении.

Нефтегазовые компании неоднократно демонстрировали готовность справиться с краткосрочным падением цен, как, например, в 2008 - 2009гг. показано на рисунке 1.

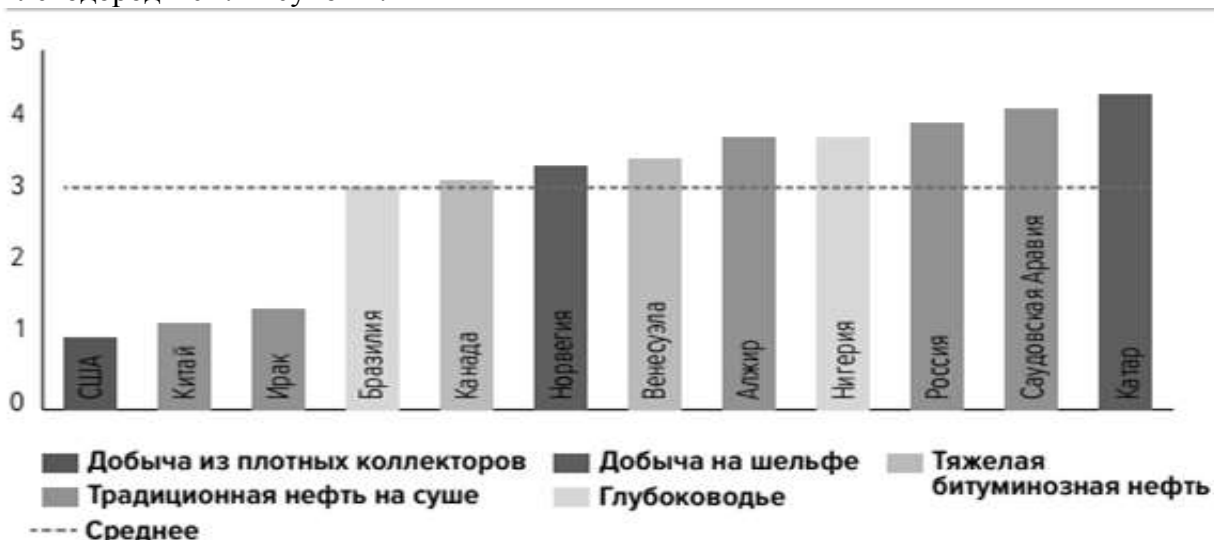




**Рисунок 1. Цены на нефть за весь период существования промышленной нефтедобычи.**  
Источник: BP Statistical Review of Energy 2017.

Но насколько компании готовы к длительным низким ценам, к постоянной цикличности цен, зависящей от спонтанного ввода и вывода на рынок объёмов углеводородов по совершенно разным причинам? Например, в результате роста спроса цены могут повышаться довольно быстро, но при повышении цен будет происходить более форсированная разработка участков нетрадиционных коллекторов и в результате перенасыщения рынка будет происходить резкое падение. Также на волатильность очень сильно может сказываться постоянно обостряющаяся обстановка на Ближнем Востоке и в других регионах, а также другие факторы такие как, например, крупные стихийные бедствия.

Не следует забывать о длительности инвестиционных циклов в отрасли, которая всегда накладывала ограничения на ее адаптивность к существующей волатильности цен на углеводороды см. Рисунок 2.



**Рисунок 2. Среднее время от принятия инвестиционного решения до начала добычи по странам и сегментам апстрим: море и суша.**

Источник: Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 ПАО «ЛУКОЙЛ».

В 2011 году компанией «ЭРНСТ ЭНД ЯНГ» была опубликована статья «Преобразование рисков и возможностей в результаты». Данная статья, составленная на основании экспертных мнений, отражала актуализацию десяти рисков и потенциальные возможности компаний нефтегазового сектора реагировать на них в 2013 году. На тот момент подразумевалось, что самым высоким риском будет доступ к запасам, тогда как второй по значимости возможностью может стать добыча углеводородного сырья из нетрадиционных источников. Публикация экспертов как бы призывала нефтегазовые компании к ведению агрессивной борьбы именно за запасы, за их количество, невзирая на себестоимость и сложность их разработки.

Проанализировав содержание упомянутой статьи, нетрудно прийти к выводу, что эксперты в 2011 году были убеждены в том, что будет наблюдаться тенденция возрастания Операционных и Стратегических рисков, Финансовые же риски будут уменьшаться, либо оставаться на прежнем уровне. Главным риском эксперты считали доступ к запасам. Предполагались устойчиво – высокие цены, позволяющие и даже вынуждающие вступать в борьбу за труднодоступные регионы рентабельность добычи углеводородов в которых была на отметки около \$ 100 и выше за баррель. Предполагалось, что финансовые риски для компаний возможны скорее в проявлениях, аналогичных всеобщему финансовому кризису 2008 года, чем с падением цен вследствие переизбытка предложения, связанного с вовлечением в разработку все больших объёмов углеводородов из нетрадиционных коллекторов. Другими словами, не предполагалось, что одна из самых больших возможностей может стать самым большим риском для отрасли в целом.

По прошествии шести лет невооруженным глазом видны изменения в состоянии как бизнес-среды в целом, так и в нефтегазовом секторе. Набиравшие силу тенденции в сторону глобализации мировой экономики начали ослабевать, тогда как тенденции к росту протекционизма, наоборот, стали набирать силу. Сегодня в условиях двукратного снижения цен на нефть и устойчивой добычи сланцевой нефти при этих ценах как никогда остро стоит вопрос о возможности монетизировать запасы и привлечении инвесторов в нефтегазовую отрасль.

Хотелось бы отметить, что предыдущая макроэкономическая модель внешней бизнес – среды предполагала «наступательный характер» в поведении крупных нефтегазовых компаний, располагала к оптимизму их институциональных инвесторов. На сегодняшний день видны совсем другие тренды и интерес к отрасли со стороны инвесторов становится все меньше. В новых реалиях «наступательный характер» стратегий нефтегазового бизнеса теряет свою актуальность, тогда как актуальность стратегий «оборонительного характера» на среднесрочную перспективу нарастает.

Среди возможных рисков для нефтегазовых компаний на среднесрочную перспективу необходимо подробнее рассмотреть следующие из указанных аналитиками «ЭРНСТ ЭНД ЯНГ»:

**Ухудшение финансовых условий.** Финансовые условия всех без исключения крупных нефтегазовых компаний за рубежом ухудшились с 2013 года. Связано это в первую очередь с падением цен на нефть. Также отрицательным фактором является начало реализации и необходимость выплаты процентов за привлечение средств на проекты, рентабельность которых была возможна при условии цен выше сегодняшних.

**Добыча углеводородного сырья из нетрадиционных источников.** Одной из самых важных причин падения цен на нефть и газ стала «сланцевая революция». Возможность в короткие сроки нарастить большие объёмы добычи повлекла за собой снижение спроса со стороны США. Сегодняшние цены на нефть держатся на отметке текущей пороговой рентабельности именно сланцевых проектов. Масштабирование данной технологии в других регионах или прорыв в добыче каких-либо других крупных запасов нетрадиционных

углеводородов (например, газовых гидратов), непременно потянут цены вниз и добавят пессимизма как компаниям, так и инвесторам в нефтегазовую отрасль. Парадоксально, но то, что может стать возможностью для одних компаний и государств, одновременно может драматически повлиять на отрасль в целом.

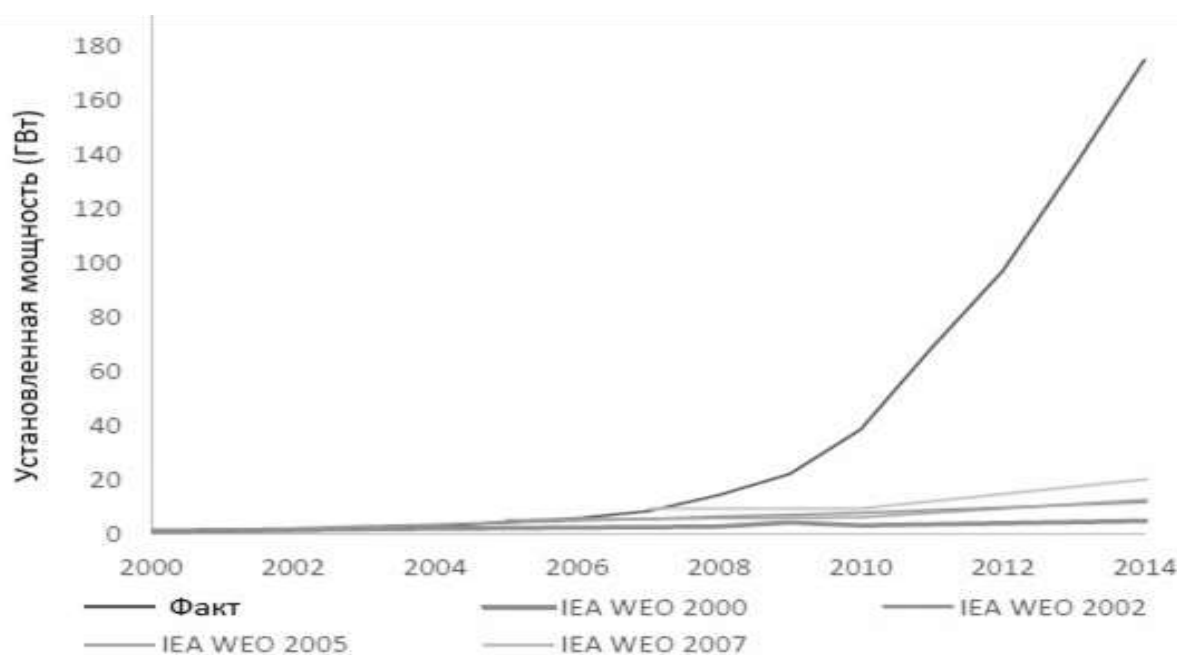
**Геополитические риски.** Геополитическая обстановка в мире с 2013 года заметно накалилась. Обострились конфликты на Ближнем Востоке, Северной Африке, резко изменилась обстановка на пост - советском пространстве. Ухудшение финансового состояния в Венесуэле привело к массовым беспорядкам, а в Бразилии привело к смене правительства. Все это оказывает и будет продолжать оказывать давление на нефтегазовые компании, деятельность которых так или иначе связана с этими регионами. Низкие цены заставляют ряд правительств возлагать повышенные обязательства на компании, занимающиеся бизнесом на их территории или пытаться «выбивать» дополнительные льготные условия, противоречащие предыдущим договорённостям.

**Неопределенность энергетической политики.** Дополнительная сложность в выборе стратегий для компаний заключается в невозможности предвидеть точно, какое государство какую политику выберет в области производства энергии. Заявления, которые делают мировые лидеры в области потребления энергии (США, Китай, Страны Европейского союза), весьма противоречивы. Также не теряют силу организации, выступающие за ограничения разработки месторождений в ряде высоко рискованных территорий, таких как Арктический Шельф, глубоководный шельф Бразилии, Мексиканский залив. Ряд государств активно обсуждает целесообразность запрета на применение технологии гидроразрыва пласта, создающей риск причинения ущерба грунтовым водам. Также «Парижское соглашение», хоть и не предусматривающее каких-либо штрафных санкций, тем не менее добавляет неопределённости в будущие решения государственных органов.

**Необходимость сокращения издержек.** Необходимость сокращения издержек подталкивает компании пересматривать проекты в сторону их удешевления. Это может привести к неправильному подбору оборудования как, например, было с трубопроводом на месторождении «Кашаган» или привлечению менее квалифицированного, но более дешевого персонала. В итоге, пытаясь сэкономить, можно допустить происшествие или аварию, ликвидация последствий которых будет намного дороже, чем первоначальная плановая стоимость проекта.

**Терроризм и кибер-атаки.** Риски, связанные с террористическими актами и кибер – преступлениями, становятся все актуальнее. Террористические организации, расположенные на Ближнем Востоке и Африканском континенте, получают часть своего финансирования от продажи нефти. В условиях, когда цены низкие и спрос находится на низком уровне, вполне логично ожидать атаки террористов на объекты инфраструктуры нефтяных компаний с целью создания перебоев с поставками и ослабления политических режимов в неподконтрольных им территориях.

**Альтернативные источники энергии.** Темпы развития возобновляемых источников энергии заставляют задуматься об угрозе и с их стороны. Энергетика ветра и солнца развивается стремительными темпами уже в наши дни, увеличивая мощности на 50% и 24% в год соответственно. Это делает электричество дешевле: сегодняшние цены на солнечную энергию находятся на уровне около \$0,03 квтч — в десять раз ниже, чем всего лишь шесть лет назад. Энергия ветра с 2009 года в среднем подешевела на 50%. Это позволило возобновляемой энергетике в некоторых странах стать конкурентоспособной без государственных субсидий. По итогам 2016 года ветряные электростанции в Европе по вырабатываемой мощности обогнали угольные ТЭС, уступив лишь газовым станциям. При этом из 24,5 ГВт мощности, которую производят новые электростанции в Евросоюзе, 21,1 ГВт приходится на энергию ветра, солнца, движения воды и сжигания биотоплива см. Рисунок 3.



**Рисунок 3. Прогнозы развития солнечной энергетики в разные годы и фактическое развитие.**

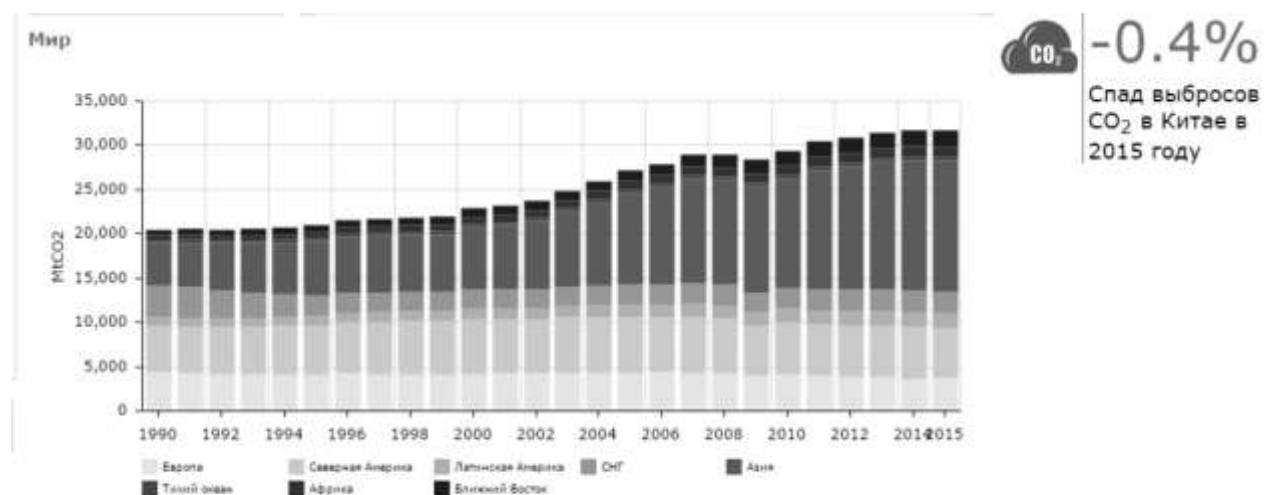
Источник: RenEn 2017.

**Риски в области охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды (ОТ, ТБ и ООС).** Освоение нефтегазовых ресурсов в экологически уязвимых районах, таких как Арктика, шельфовые проекты, а также разработка сланцевых залежей встретит еще более ожесточенное сопротивление со стороны общественных экологических организаций. Будет только нарастать пропаганда, связанная с негативным имиджем отрасли в глазах общественности. В случае же наступления серьезного экологического риска на Арктическом, морском проекте или подтверждении опасности загрязнения вод при ГРП скорее всего будут приняты дополнительные законопроекты, ограничивающие доступ к данным ресурсам или заставляющие вкладывать дополнительные инвестиции для обеспечения безопасности.

**Неустойчивость цен.** На данный момент серьезных предпосылок к существенному изменению цен на нефть нет. Тем не менее вероятны сценарии с резким ростом спроса и соответственно цены, в связи с какими-то негативными событиями на Ближнем Востоке и последующим резким падением цен при нормализации. А вот предпосылки падения цены на газ остаются. Это связано с переизбытком предложения на рынке США. Переизбыток предложения и возможность спотовой торговли все сильнее «отвязывает» цену газа от цены на нефть, а рост конкуренции неизбежно приведет к снижению цены.

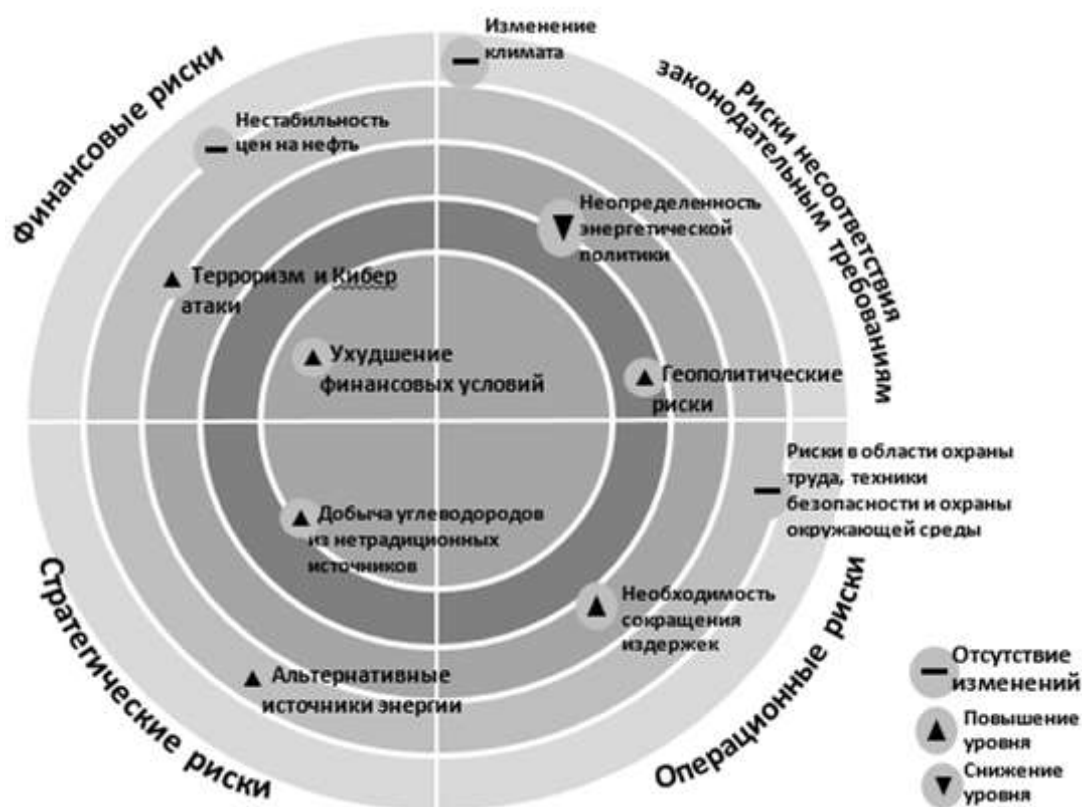
**Изменение климата.** Анализ глобальных промышленных выбросов CO<sub>2</sub> в 2015 году показал неожиданный тренд на снижение. На данный момент, мировая промышленность «вбросила» в атмосферу диоксида углерода на 0,6 % меньше, чем в прошлом году. Одна из причин уменьшения вредных выбросов - это переход китайских предприятий с угля на более чистые источники энергии. Производство угля в государстве снизилось за минувший год на 3%. Помимо этого, в прошлом году Поднебесная лидировала в мире по темпам строительства объектов производства возобновляемых источников энергии. В эту сферу в стране было инвестировано почти 90 миллиардов долларов - это треть всех средств, потраченных на подобные цели во всём мире. Возможности, которые продемонстрировал Китай, могут дать толчок в этом направлении. Однако не стоит ожидать каких – либо глобальных подвижек в этом направлении. Экологический риск будет оставаться, в период

дефицитов бюджетов и замедления темпов роста экономики не стоит ждать больших инвестиций в экологию.



**Рисунок 4. Столбчатая диаграмма выбросов CO<sub>2</sub> от сжигания топлива.**

Источник: Мировая энергетическая статистика Ежегодник 2016.

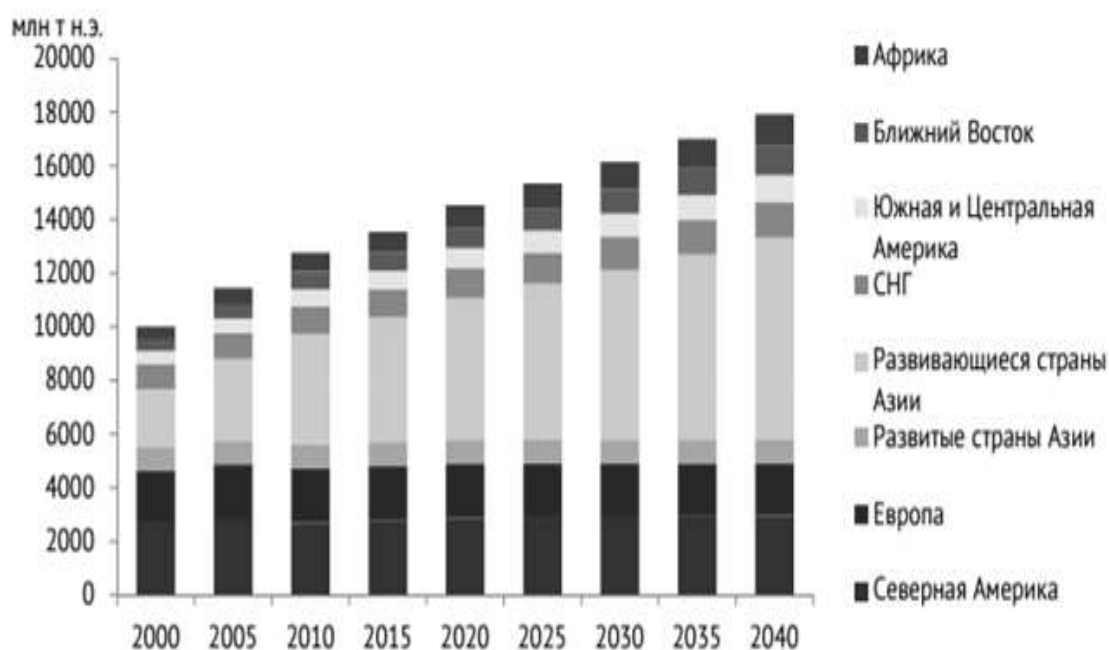


**Рисунок 5. Диаграмма предполагаемых бизнес –рисков**

Источник: Составлено автором на основе модели «ЭРНСТ ЭНД ЯНГ».

Если же обратиться теперь к анализу трансформаций, которые претерпели десять возможностей для нефтегазовых компаний на среднесрочную перспективу, то среди указанных аналитиками «ЭРНСТ ЭНД ЯНГ» в 2011 году в упомянутой выше публикации необходимо подробнее рассмотреть следующие:

**1) Диверсификация сферы деятельности.** Многие годы вертикально-интегрированное построение бизнес – процессов в нефтегазовой компании считалось лучшим способом обезопасить бизнес от неопределенности внешней среды и поддерживать приемлемую норму доходности как в период низких, так и высоких цен на нефть. Также считалось, что для наиболее эффективного ведения бизнеса предпочтительно заниматься и расширять сферу бизнеса именно за счет профильных активов. Многие компании давно перестали быть исключительно нефтяными или только газовыми, но в современных условиях одной из возможностей становится еще большая диверсификация. Учитывая прогнозируемый устойчивый рост спроса на электроэнергию (прежде всего на развивающихся рынках Азии), стоит задуматься о расширении профиля до уровня энергетических компаний, т.е. на базе компании, занимающейся добычей и переработкой углеводородов, создавать бизнес, способную стабильно доставлять конечному потребителю на рынок уже готовую электроэнергию, в том числе и из возобновляемых источников.



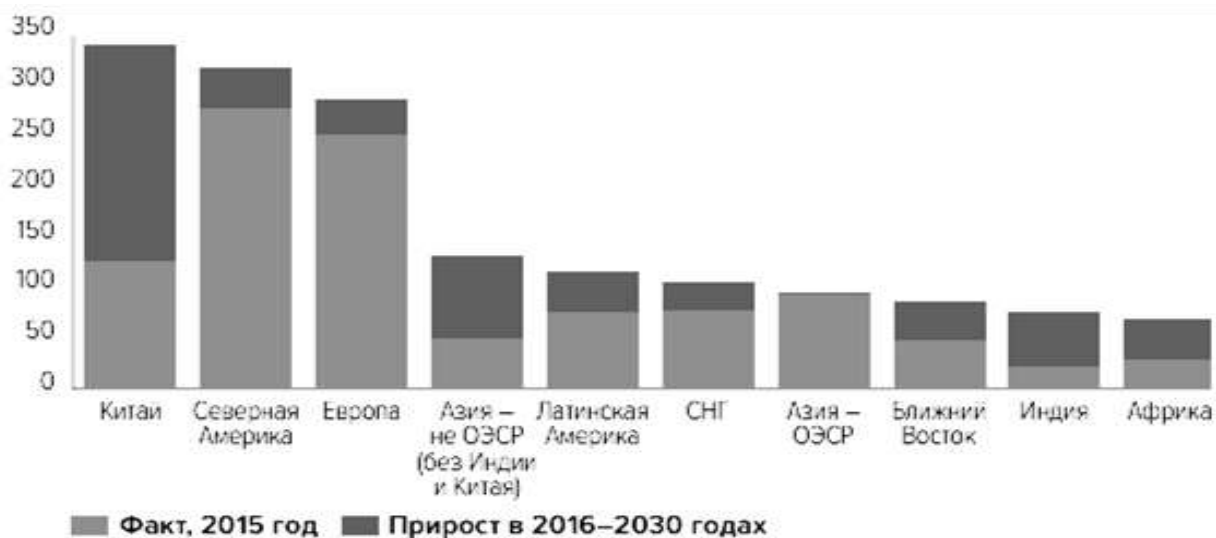
**Рисунок 6. Прогноз потребления первичной энергии по регионам мира.**

Источник: Институт энергетических исследований РАН.

**2) Добыча углеводородного сырья из нетрадиционных источников.** Данная возможность на сегодняшний день реализуется средними и мелкими компаниями США. Соответственно, поиск аналогичных геологических условий, копирование и дальнейший подбор технологий, - это работа, которой уже сегодня занимаются многие крупные компании по всему миру. Соответственно, у кого-то это будет получаться быстрее, но так или иначе ближайшие 5 - 10 лет все больше запасов сланцевой нефти и газа будут вовлекаться в разработку. Не стоит забывать и о колоссальных возможностях, связанных с газовыми гидратами. Ряд компаний из Японии, США и Китая продолжают инвестировать в данное направление. Совсем недавно китайские власти сделали громкое заявление о достижении бесперебойной добычи газовых гидратов, продолжающейся 8 дней подряд с 10 мая 2017 года. За это время с месторождения, расположенного на глубине свыше 1200 м от поверхности

моря и еще около 200 м от поверхности дна, было получено более 120 тыс. куб. м газа с содержанием метана до 99,5%.

- 3) **Доступ к запасам.** Период высоких цен на нефть приучил государства, обладающие большими запасами и высокими объемами добычи, к динамичному росту ВВП и возможностям принимать на себя и реализовывать расширенные социальные обязательства, а также к агрессивному ведению политики и сильную переговорную позицию в диалоге с инвесторами по совместным проектам разработки старых и новых месторождений. Бюджеты многих Ближневосточных, Африканских, Латиноамериканских стран, а также России, были сбалансированы при цене от \$90 долларов за баррель и выше. В новых условиях этим странам приходится изменять пороговые значения цен на нефть при разработке бюджетов и компенсировать недополученные доходы за счет дополнительной продажи углеводородов, из валютных резервов (в случае их наличия), либо испытывая огромную инфляцию и серьезные экономические проблемы как следствие нарастания недовольства со стороны населения. Все это давит на правительства и заставляет принимать решения о продаже части акций государственных компаний, а также искать дополнительные возможности модернизации запасов, значит – ослаблять переговорные позиции по новым проектам.
- 4) **Стратегическое партнерство.** В современных условиях при реализации новых проектов, особенно с высокими финансовыми и экологическими рисками, для компаний очень важно найти возможность разделить эти риски с другими компаниями или государствами – недровладельцами, на территории которых по проекту будет производиться добыча и транспортировка углеводородов. Поиск компаний для реализации синергетического эффекта и, как следствие, снижения издержек тоже является прекрасной возможностью. Такое партнерство возможно и с компаниями смежных отраслей. Умение разделить риски, применить что-то давно известное в другой области для получения эффекта в нефтяной отрасли и получить гарантированные долгосрочные объемы углеводородов в обмен на какие-то выгоды для другой стороны (другими словами, умение договариваться) становится одной из главных возможностей.
- 5) **Слияние и Поглощения.** Традиционно с риском низких цен лучше справляются крупные вертикально – интегрированные нефтяные компании. Соответственно, мелкие и средние компании, как сервисные, так и операторы, - испытывают наибольшее ценовое давление. Для крупных игроков на понижающихся рыночных трендах открываются широкие возможности для слияний и поглощений. Покупка компаний – игроков «второго эшелона», испытывающих серьезные проблемы и теряющих рыночную стоимость, становится возможной на крайне выгодных условиях. Для примера, финансовые проблемы привели к тому, что с рынка Великобритании в 2015г. ушли 28 компаний против 18 в 2014г. и 6 в 2013г. Иными словами, количество банкротств, обусловленных падением цен на нефть, в нефтегазовом секторе Великобритании выросло в 2015г. на 55%. Также на данный момент существует хорошая возможность с целью получения опыта приобретения активов компаний, занимающихся разработкой сланцевых плеев в США, в чем особо преуспели несколько госкомпаний Китая.
- 6) **Рост спроса.** Рост спроса на нефть в ближайшей перспективе возможен прежде всего со стороны развивающихся рынков (Китай, Индия и др.). В этих странах будет продолжаться тренд автомобилизации и роста производства. Рост спроса на газ прежде всего может быть со стороны Китая и развитых экономик (Европейский союз, Япония, Южная Корея) и будет зависеть от готовности этих государств выполнять Парижское соглашение по климату см. Рисунок 7.



**Рисунок 7. Прогноз мирового автопарка легковых а/м на 2030 год по регионам. млн. ед.**

Источник: Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 ПАО «ЛУКОЙЛ».

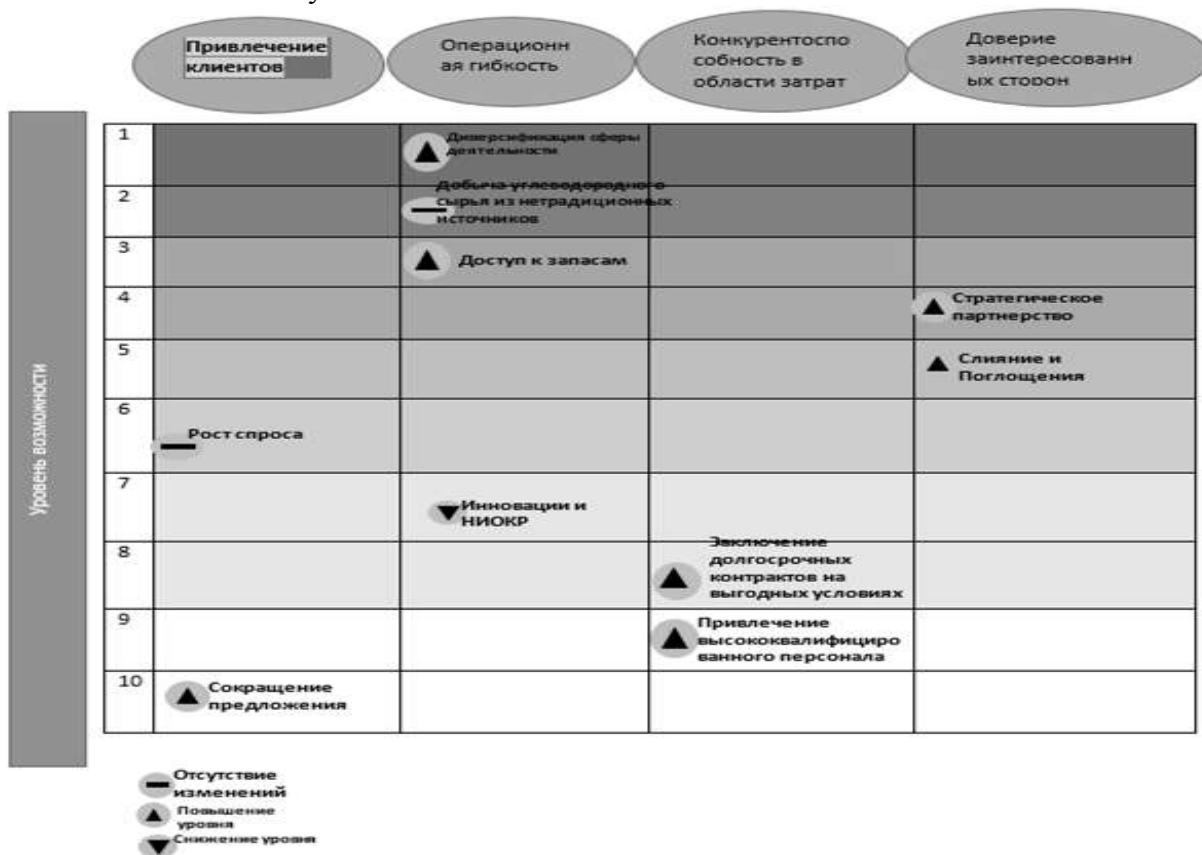
- 7) **Инновации и НИОКР.** Фактор, стимулирующий компании вкладывать средства в разработку инновационных решений, - это снижение капитальных затрат. Недофинансирование отрасли и, как следствие, недостаточное компенсирование выработанных запасов вводом новых скважин и месторождений, приводит к тому, что от компаний требуется более эффективная работа со старым фондом на традиционных месторождениях, испытывающих повсеместное снижение продуктивности. Основной задачей для них становится увеличение КИН без снижения темпов отбора и без значительного увеличения инвестиций. Также для компаний есть возможность компенсировать потери на традиционных месторождениях, вовлекая нетрадиционные запасы на этой же территории. Это позволяет снижать издержки на обустройстве месторождений. И самая главная возможность – это разработка уникальных технологий или товаров, не связанных с энергией, рыночная востребованность которых была бы бесспорной.
- 8) **Заключение долгосрочных контрактов на выгодных условиях.** Если в период 2010-2013гг. на рынке сохранялась тенденция кадрового дефицита и сервисные компании активно наращивали стоимость предоставляемых ими услуг, то в период 2014-2016гг. в отрасли были сокращены более 400000 рабочих мест. Наибольшие сокращения были произведены именно в сервисных компаниях в связи с потерей объемов заказов и отсутствию уверенности их получения в будущем. Данная ситуация позволяет добывающим компаниям – заказчикам заключать договора на очень выгодных для себя условиях, ведь крупные сервисные компании также вкладывали серьезные инвестиции в строительство цехов и производственных баз с длительными сроками окупаемости. Потеря объемов означает либо обслуживание этих объектов вхолостую, либо их закрытие, что будет означать неэффективно потраченные капитальные вложения. В связи с чем для поддержания уже сформированного стратегического баланса крупные сервисные компании готовы давать большие скидки за получения объемов. Заказчик же, пользуясь ситуацией, может диктовать свои условия и распространять скидки на долгосрочные контракты.
- 9) **Привлечение высококвалифицированного персонала.** Волна сокращений и заморозка крупных проектов выбросила на рынок труда огромное количество персонала, в том числе высококвалифицированных сотрудников ведущих компаний



- операторов и сервисных компаний. В связи с этим нефтяные компании могут без труда проводить улучшение кадрового состава за счет сокращения менее квалифицированных сотрудников и привлечение более квалифицированных на более выгодных для работодателя условиях, чем в 2013 году.

**10) Сокращение предложения.** Сокращение предложения возможно, и прогнозировалось экспертами в связи с снижением финансирования в отрасли на 40 % по сравнению с прошлыми периодами. Но до сегодняшнего дня нефть американских сланцевых компаний и иранская нефть успевают компенсировать потери рынка. В дальнейшем, если добыча будет сокращаться быстрее, возможно, сланцевая нефть не успеет компенсировать такой темп, и в этом случае возможен рост цен на нефть. Но с рынком газа дела обстоят несколько сложнее. Слишком много игроков на сегодняшний день способно быстро компенсировать дефицит на рынке газа - это Россия, США, Австралия, Катар и другие. Сложившаяся на стороне предложения ситуация с газовыми рынками, скорее всего, будет способствовать увеличению числа спотовых контрактов на них. Как уже отмечалось выше, новая ситуация, сложившаяся в глобальной углеводородной энергетике после драматического падения цен на нефть в 2014 году и беспрецедентное нарастание неопределенности внешней бизнес – среды в сочетании с геополитической нестабильностью, - все это потребовало принципиально новых подходов к управлению рисками от крупных нефтегазовых компаний независимо от структуры их капитала, регионов операционной деятельности, уровня вертикальной интеграции в общей бизнес – модели или рынков сбыта.

Подвести итоги анализа предполагаемых возможностей крупных нефтегазовых компаний на среднесрочную перспективу будет уместным посредством составления специальной шкалы – см. Рисунок 8



**Рисунок 8. Шкала предполагаемых возможностей.**

Источник: Составлено автором.

Каковы новые требования к системе риск – менеджмента крупных НГК, предъявляемые новым качеством внешней бизнес – среды? Ниже представлена попытка систематизировать наиболее востребованные направления совершенствования управления рисками для крупных нефтегазовых компаний.

#### **Усиление сценарного планирования стресс - тестирование.**

Сценарное планирование в нефтегазовой отрасли используется уже несколько десятилетий. В научный оборот термин ввел в 1940-х гг. Герман Кан. Концепцию сценарного планирования как нового метода прогнозирования представил М. Берже в 1964 г. Первыми, кто начал применять этот метод в нефтегазовой отрасли, была кампания Royal Dutch Shell примерно с 1970 года. На тот момент компания являлась одним из лидеров в стратегическом менеджменте. В последующем все остальные крупные компании также переняли этот опыт. Данный опыт неплохо зарекомендовал себя в периоды, когда темпы изменения бизнес - среды не были столь стремительными и хаотичными, как это происходит сегодня. Он также хорошо подходит для прогнозирования безубыточности какого - либо проекта. «Минус» сценарного прогнозирования, используемого большинством компаний, заключатся в том, что за основу берется все-таки базовый сценарий, а пессимистичный и оптимистичный - это некие отклонения от него. Критические отклонения обычно не берутся во внимание по той простой причине, что исторически они не так уж часто осуществлялись, то есть их вероятность была минимальной. Также считается, что защититься от этого практически невозможно. Таким образом, сегодняшний подход в большинстве случаев делает прогнозы и минимизирует риски только в базовых, другими словами, - прогнозируемых условиях, критические же изменения остаются вне контроля. Скорость и критичность сегодняшних изменений в бизнес - среде, заставляет признать актуальность усиления сценарного планирования стресс- тестированием как для отдельных проектов, так и для бизнеса компании в целом. Необходимо рассматривать ряд рисков, осуществление которых может вызвать глобальные изменения. Банковский сектор давно использует систему стресс тестирования для возможности оценки состояния «портфеля» при наступлении тех или иных критичных событий, а также их совокупном наступлении.

Предлагается выделить 3-5 критически значимых рисков, наиболее актуальных для компаний нефтегазового сектора в сегодняшних условиях:

- 1) Длительное превышение предложения над спросом – длительный период установления коридора низких цен, в пределах которого наблюдается их повышенная волатильность в краткосрочной перспективе.
- 2) Терроризм и атаки в кибер - пространстве
- 3) Технологическая катастрофа на объекте с самыми высокими экологическими требованиями (для каждой компании это будет свой объект, например, для компании «Газпром нефть» это Арктический Шельф, для Petrobras - это глубоководный шельф Бразилии).
- 4) Снижение стоимости генерации энергии при помощи возобновляемых источников до уровня сопоставимого с углем и ниже.

Предлагаемая методология проведения стресс – тестов аналогична методологии сценарного планирования. Различие заключается в том, что вероятность наступления события не рассматривается. В разработку берутся именно критические отклонения. Эти отклонения оцениваются каждое по отдельности, а затем в случайном порядке оцениваются совокупность ущерба при реализации двух и более рисков одновременно.

В результате проведения стресс - теста при вступлении в новый проект или принятии каких-либо стратегических решений менеджмент должен иметь ответ как минимум на следующие вопросы:

- ❖ Как сильно и как быстро будет меняться финансовая устойчивость компании при реализации тех или иных критических сценариев по отдельности и в каких-то совокупностях?
- ❖ Как именно компания должна реагировать при реализации какого-то критического сценария (т.е. какие именно активы необходимо развивать, какие страховать и от чего, а какие необходимо продать)?
- ❖ Что может обезопасить компанию хотя бы частично?
- ❖ Как и при каких условиях выйти из бизнеса максимально компенсировав затраты акционерам?

#### **Дальнейшая диверсификация как инструмент снижения рисков.**

В условиях нарастания неопределенности, особенно для компаний нефтегазового сектора, жизненно необходимо выбрать правильную стратегию. К примеру, В 2016 г. Royal Dutch Shell заплатил 63 млрд. долл. (54 млрд. долл. плюс 9 млрд. долл. долгов) за поглощение British Gas ради усиления позиций на рынке СПГ и получения доступа к глубоководным запасам бразильского шельфа.

Если компания планирует развитие и хочет выбрать одну из агрессивных стратегий, гипотетически ей подойдет стратегия адаптации к сегодняшним реалиям и заключаться она должна в максимальной диверсификации бизнеса в отрасли энергетики с наиболее вероятным спросом за максимально короткие сроки. Развивая мысль, можно предположить, что дальнейшая диверсификация возможна как в добыче сырья (т.е. компании, занимающиеся в основном добычей нефти, могут более активно развивать газовое направление) так и в способах транспортировки (развитие терминалов СПГ и танкерного флота). Еще более амбициозная цель, которую компания может поставить перед собой, - перестать быть ВИНКом в классическом смысле этого слова. Возможно, пришло время трансформации и укрепления бизнеса на пути преобразования в энергетическую компанию с максимальным уровнем мобильности и гибкости, как в способах получения энергии, так и в способах ее доставки вплоть до конечного потребителя. Схожие задачи перед собой в прошлом ставили компании, которые занимались исключительно добычей или исключительно переработкой. Задача стояла в том, чтобы освоить оба сектора, после этого вставала задача реализовать возможности продажи готовой продукции покупателю и компании стали создавать специальные цепочки сбыта. Так появились ВИНКи. Следовательно, гипотетически, если к 2035 году практически всеми без исключения экспертами прогнозируется рост потребления энергии в 2 раза, а прогнозы, - за счет каких источников энергии это будет достигнуто, - разнятся, компании могут расширять сферу своей деятельности до строительства объектов, производящих эту энергию. Использовать для получения энергии наиболее рентабельные источники, возможно, следует развивать сразу несколько направлений, как по возобновляемым, так и по не возобновляемым источникам. Таким образом, компании могут диверсифицировать свой бизнес и обезопасить себя от прямой зависимости только от углеводородов.

Следует отметить, что при текущих уровнях цен крупные нефтегазовые компании - ВИНК и потеряли прежний уровень прибыли, но остаются довольно прибыльными.

Как видно из таблицы на рисунке 9, доходы заметно сократились, но диверсификация бизнеса позволила оставаться рентабельными при текущем уровне цен. Можно предположить, что еще большая разнонаправленность могла бы обеспечить еще меньшую зависимость от цен на углеводороды.

	2013	2014	2015
<b>ExxonMobil</b>	<b>32,580</b>	<b>32,520</b>	<b>16,150</b>
- upstream	26,841	27,548	7,101
- downstream	3,449	3,045	6,557
<b>Total</b>	<b>11,228</b>	<b>4,244</b>	<b>5,087</b>
- upstream	22,658	10,494	-2,941
- downstream	177	-1,691	4,544
<b>Chevron</b>	<b>21,423</b>	<b>19,241</b>	<b>4,587</b>
- upstream	20,809	16,893	-1,961
- downstream	2,237	4,336	7,601
<b>RDS</b>	<b>16,879</b>	<b>19,096</b>	<b>4,155</b>
- upstream	12,638	15,841	-5,663
- downstream	3,869	3,411	10,243
<b>BP</b>	<b>23,451</b>	<b>3,780</b>	<b>-6,482</b>
- upstream	16,661	8,848	-967
- downstream	2,725	-2,362	5,248

**Рисунок 9. Прибыльность западных ВИНК в млн. долл. 2013 -2015 гг.**

Источник: Копытин И.А. доклад «Ведущие мировые нефтяные компании: стратегическая перестройка» на конференции «Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции» 13.12.2016.

Подводя итоги вышеизложенному, отметим следующее.

Целью предпринятого исследования было актуализировать риски и возможности компаний нефтегазового сектора в среднесрочной перспективе, обозначить наиболее подходящие инструменты риск-менеджмента, отвечающие требованиям сегодняшней бизнес среды. Исходя из сегодняшних макроэкономических условий, а также прогнозов на будущее авторитетных мировых экспертов, были определены основные возможности и риски компаний нефтегазовой отрасли в среднесрочной перспективе.

Неопределенность и скорость перемен в сегодняшней бизнес среде остро ставят вопрос о выдвижении риск - менеджмента на переднюю линию стратегического менеджмента. Проблемы, связанные с совершенствованием моделей управления рисками, все больше перемещаются в фокус менеджмента нефтегазовых компаний. Стоит отметить, что сегодняшние инструменты управления рисками в нефтегазовом секторе отстают от запросов практики, особенно в области прогнозирования и оценок возможных последствий. В связи с чем для усиления инструмента сценарного планирования предлагается введение обязательной практики проведения стресс-тестирования, по аналогии с банковским сектором. Гипотетическим остается вопрос о возможности и целесообразности еще большей диверсификации бизнеса крупным ВИНК для минимизации потерь прибыли в период низких цен, тем более что высоких цен в ближайшей перспективе не предвидится.

#### **Список используемых источников**

1. В.Д. Зубарева, А.С. Саркисов, А.Ф. Андреев Инвестиционные нефтегазовые проекты: эффективность и риски
2. Е.А. Телегина, Л.А. Студеникина, В.П. Сорокин, А.И. Громов, С.В. Еремин Мировая Энергетика в структуре мировой экономики. 2015г.

3. Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 года 2017г.
4. Затишье перед бурей // Нефтегазовая вертикаль А.А. Конопляник
5. Риск-менеджмент как инструмент контроля финансовых результатов деятельности компании//Финансовая газета. 2003 г. №7 .
6. Бондарь В.А., Попов Ю.П. Риск, надежность и безопасность. Система понятий и обозначений // Риск-менеджмент. 2007. №10. С.39 - 42.
7. Вишняков Я. Д., Колосов А. В., Шемякин В. Л. Оценка и анализ финансовых рисков предприятия в условиях враждебной окружающей среды бизнеса //Менеджмент в России и за рубежом – 2005. - № 3. - С. 15-17.
8. Преобразование рисков и возможностей в результаты // Исследование «Эрнс энд Янг» в области бизнес-рисков
9. Корнилова Т. В. Психология риска и принятия решений: Учеб. пособие для вузов. М.: Аспект Пресс, 2003.
10. Управление рисками-опыт урегулирования крупных убытков в случае реализации риска. С. Сафронов.
11. Коршунова Л.Н., Проданова Н.А. "Оценка и анализ рисков" - Феникс, 2007.
12. Новые реалии нефтегазового сектора 2013 взгляд на актуальные проблемы // Deloitte
13. Прогноз развития энергетики мира и России // Институт энергетических исследований РАН 2013г
14. Прогноз развития энергетики мира и России // Институт энергетических исследований РАН 2016 г
15. Ларичев О.И. Проблемы принятия решений с учетом факторов риска и безопасности // Вестник РАН. 1997. №11. С.38-45.
16. Р. Румельт Хорошая стратегия плохая стратегия в чем отличие и почему это важно
17. Ежегодный энергетический обзор 2017 с прогнозом до 2050
18. Неоспаримые факты азбука энергетики // Institute for Energy research 2015
19. New projects, shale boom could trigger oil oversupply by 2018-19: Goldman
20. How technology is reshaping supply and demand for natural resources // Mckinsey Global Institute 2017
21. From scenario planning to stress testing: The next step for energy companies // Mckinsey Global Institute 2017
22. Чернова Г.В., Кудрявцева А.А. Управление рисками: учебное пособие. – М.: Проспект, 2008. – 160 с.

23. Шапкин В.А., Шапкин А.С., Теория риска и моделирование рисков ситуаций – М.: Дашков и К, 2007. – 880 с.
24. Мировой рынок нефти и рынки природного газа: адаптация к новым условиям развития // С.В. Жуков
25. Копытин И.А. доклад «Ведущие мировые нефтяные компании: стратегическая перестройка» на конференции «Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции» 13.12.2016
26. Трансформация мирового рынка нефти. Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2016
27. Россия не заметила конца суперцикла // Комерсант.ru
28. Отчет Переосмысление энергетики 2017: Ускорение глобальной энергетической трансформации
29. Прогнозы наши не сбылись и ненадёжны обещанья // RenEn 2017
30. К. Хэлдман. Управление проектами. Эффективные инструменты и приемы.
31. Мировая энергетическая статистика Ежегодник 2016
32. Мировой рынок нефти на развилке: Инвестиции в неопределенность или управление рисками 2016
33. BP statistical review of energy 2017

## Раздел II. Рынки природного газа

Сергаева А.А.

### Малотоннажный СПГ: новые возможности для российского газа в Европе

#### Введение

История формирования рынка, как и всей индустрии сжиженного природного газа (СПГ), насчитывает чуть более полувека. Однако четырёхкратный рост объёмов его реализации за последние два десятилетия, появление эффективных технологий в совокупности с новыми торговыми площадками демонстрируют повышенный интерес к данной отрасли и стимулируют дальнейшее её развитие.

Спрос и предложение СПГ постоянно растут под действием различных драйверов, что не мешает всем авторитетным аналитическим агентствам (таким, как Международное энергетическое агентство - International Energy Agency (IEA)<sup>11</sup>, Британская нефтегазовая компания British Petroleum, BP<sup>12</sup> и Оксфордский институт энергетических исследований - Oxford Institute for Energy Studies (OIES)<sup>13</sup>) отмечать ожидаемую тенденцию роста доли сжиженного газа до 25-30% в структуре торговли газом.

Таким образом, индустрия СПГ, несомненно стоит на пороге глобальной трансформации. Для того чтобы спрогнозировать её изменения, необходимо проанализировать факторы, которые влияют на стремительное развитие рынков СПГ.

В докладе рассмотрены специфика и преимущества осуществления экспортных поставок газа при реализации малотоннажных поставок СПГ (отгрузки с завода по сжижению газа малой тоннажности) по сравнению с другими методами поставок: трубопроводными поставками газа и крупнотоннажными поставками СПГ.

На примере становления рынка СПГ в Дунайском регионе в настоящем докладе дано описание и проведен анализ того, какой вектор развития может принять отрасль, в зависимости от различных экономических и политических предпосылок, влияющих на глобальный и региональный рынки энергоносителей. В докладе также отмечено, какие преобразования могут потребоваться для расширения областей применения малотоннажного СПГ. А также выявлены перспективные направления деятельности и возможности российских компаний по экспорту газа в Европу.

#### Схемы реализации газа на экспорт

Достижения в развитии инфраструктуры газовой промышленности позволяют реализовывать потребителям газ при помощи разных технологических условий. На сегодняшний день существуют три технологические цепочки реализации газа на экспорт, которые, в свою очередь, могут отличаться конечными потребителями.

I. Экспорт «трубопроводного» газа основывается на следующих принципах: добыча газа на месторождении, транспортировка газа по магистральным газопроводам при помощи компрессорных станций до подземных хранилищ газа или пунктов замера и коммерческого учета газа страны – импортера на газораспределительных станциях, далее по внутренним газораспределительным сетям непосредственно потребителю. Таким образом «традиционно» экспортируется российский газ преимущественно в страны Европейского Союза. В качестве примера, действующие российские проекты: система магистральных

<sup>11</sup>World Energy Outlook 2017. Paris : IEA, 2017. <http://www.iea.org/weo2017>

<sup>12</sup>BP Energy Outlook 2017. London : BP, 2017. <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>

<sup>13</sup>Institute for Energy Studies (OIES), 2017; <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/02/The-Forthcoming-LNG-Supply-Wave-OIES-Energy-Insight.pdf>

газопроводов (МГ) «СРТО – западная граница», МГ «Уренгой-Помары-Ужгород» (через Украину), МГ «Ямал-Европа» (через Белоруссию, Польшу), МГ «Северный поток-1» (по дну Балтийского и Северного морей), МГ «Голубой поток» (по дну Черного моря); проекты высокой стадии реализации МГ «Сахалин–Хабаровск–Владивосток»; на стадии реализации МГ «Сила Сибири», «Турецкий поток», «Северный поток-2»; проектируемые: «Алтай».

II. В 1964 году дан старт энергетическим отношениям между Алжиром и Францией благодаря построенному экспортному заводу по сжижению газа в г. Арзу. Так начались регулярные перевозки танкерами на первый терминал по регазификации во Франции. Строительство завода по сжижению позволяет экспортировать газ без прокладки трубопровода, что открывает возможности создания энергетических отношений для многих стран. Технологическая цепочка такого метода экспорта заключается в следующем: добываемый газ на месторождении транспортируется по газопроводу до завода сжижения газа большой мощностью, затем осуществляется транспортировка газа в жидкой фазе крупнотоннажными танкерами (газовозами) к приемочным терминалам регазификации / хранения страны-импортера. Так же возможно строительство экспортного терминала по сжижению непосредственно на месторождении (пример: завод «Ямал-СПГ»). За счет того, что объем газа в сжиженном состоянии уменьшается в 600 раз, объемы поставок крупнотоннажными танкерами сопоставимы с трубопроводными и, таким образом, могут конкурировать друг с другом. В России крупнотоннажные поставки природного газа осуществляются, главным образом, в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР): Япония, Китай, Вьетнам, Южная Корея из завода, принадлежащего компании «Сахалинская энергия» (контролирующий акционер - ПАО «Газпром») и построенного в 2009 году в рамках проекта «Сахалин-2», реализуемого на условиях соглашения о разделе продукции (СРП). По данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса в 2017 году экспорт СПГ в страны АТР составил 15,48 млрд куб. метров, что на 5,3% выше предыдущего года.

8 декабря 2017 года танкер «Кристоф де Маржери» принял на борт первую партию сжиженного газа, произведенного новым заводом «Новатэка» - Ямал-СПГ. 28 декабря 2017 первая партия сжиженного природного газа с российского завода «Ямал СПГ» доставлена в британский порт на острове Грейн (Isle of Grain). Поначалу предполагалось, что «Кристоф де Маржери» направится в Азию, однако ситуация изменилась после остановки работы ключевого нефтепровода Forties в Северном море. Из-за образовавшейся в его трубе трещины было принято решение на несколько недель закрыть трубопровод, через который в Великобританию поступают 40% нефти и газа, добываемого на британских месторождениях в Северном море.

III. В последнее время в странах Европы активно ведется строительство заводов по сжижению газа и терминалов малой тоннажности. Технологической особенностью реализации газа через малотоннажный СПГ-завод является возможность реализации газа не только в качестве поставок к регазификационному терминалу, и дальнейшая его поставка в газообразном состоянии в газотранспортную систему, а реализация непосредственно конечному потребителю в виде СПГ. Реализация СПГ «напрямую» подразумевает осуществление бункеровки морских судов, двигатели которых работают на СПГ, автономную газификацию объектов в отдалении от газопроводной инфраструктуры, а также реализацию СПГ через криогенные заправочные станции страны-импортера автотранспортным средствам разного вида, таким как крупнотоннажные тягачи, автобусы, коммунальная техника, сельхозтехника.

### **Преимущества экспорта газа через малотоннажный СПГ**

Особенностями реализации проекта по строительству малотоннажного завода СПГ с целью дальнейшего экспорта газа по сравнению с другими, описанными выше, методами



поставок являются «умеренные» капитальные затраты, сжатые сроки реализации проекта и, соответственно, короткие сроки окупаемости. Кроме того, на сегодняшний день, существуют свободные, «незанятые» рынки реализации СПГ в качестве топлива и осуществления небольших поставок газа, в отличие от крупнотоннажного СПГ, рынок которого в следующие 5-10 лет будет перенасыщен ввиду массового ввода в эксплуатацию экспортных терминалов в США, Австралии и в странах ближнего Востока.

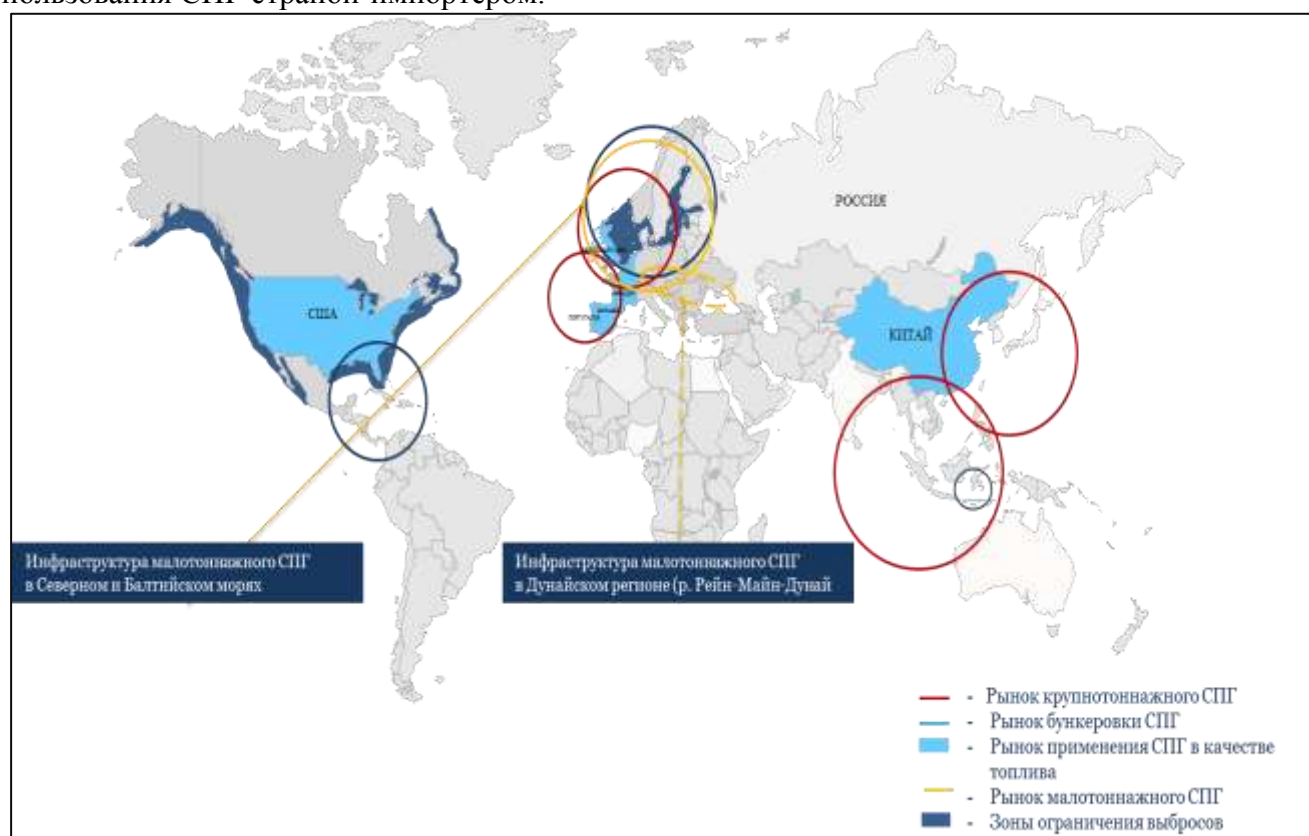
Важно отметить, что реализация проектов малотоннажного производства СПГ ориентирована на конкретный (региональный) рынок потребителей СПГ, таким образом, не работает на эффект «масштаба» в отличие от проектов крупнотоннажного производства.

Вместе с тем, экспорт газа через малотоннажный СПГ, как и крупнотоннажный СПГ, минимизируют геополитические риски, с которыми, главным образом, сталкивается российская компания ПАО «Газпром» при реализации строительства экспортных газопроводов, благодаря отсутствию транзитных стран при строительстве объектов инфраструктуры.

Стратегия продвижения малотоннажного СПГ позволяет также диверсифицировать экспорт газа по разным секторам использования СПГ (категориям потребителей), что в дальнейшем делает возможным СПГ занять долю в структуре потребления конкурирующих энергоносителей в разных секторах экономики и диверсифицировать потоки доходов.

### Мировые рынки СПГ

История и динамика развития рынка СПГ в странах мира показывает, что существуют три основных вектора развития отрасли в соответствии с приоритетным направлением использования СПГ страной-импортером.



**Рисунок 1. Мировые рынки СПГ и зоны введения ограничений на выбросы вредных веществ с судов.**

- 1) Страны со слабо развитой газотранспортной системой, использующие преимущества СПГ для организации автономной системы газификации. При этом СПГ поставляется от крупнотоннажных заводов по сжижению газа, а далее от крупных импортирующих терминалов после станций регазификации распределяется по стране. К таким странам относятся Япония, Испания, в меньшей степени Норвегия и Китай. Норвегия и Китай (помимо импорта) осуществляют производство СПГ на заводах малой и средней производительности внутри страны. Это позволяет подстраивать производительность установок под меняющийся внутренний спрос на природный газ. Одной из существенных проблем крупных импортных терминалов в Европе является их низкая загрузка, что значительно снижает их рентабельность. Таким образом, как описывалось выше, крупнотоннажный рынок СПГ сконцентрирован в странах АТР, где СПГ применяется в качестве энергоресурса и занимает значительную долю в энергобалансе стран.
- 2) Страны с хорошо развитой газотранспортной системой, целенаправленно создающие внутренний спрос на существующие излишки СПГ. К этой группе относятся страны, исторически использующие станции/установки «peakshaving» (ориентированные на удовлетворение «пикового» спроса) малой и средней производительности. Сезонная загрузка таких станций/установок позволяет использовать их для создания внутреннего рынка СПГ для нужд автономной газификации и транспорта. Это, прежде всего, США и Канада, а также Германия и Голландия. При этом в Европе «пиковые» станции/установки («peakshaving») получили меньшее распространение из-за повсеместного применения крупных подземных хранилищ газа. Поэтому редкие такие «пиковые» станции/установки («peakshaving»), построенные в Европе, сегодня активно применяются для спекулятивной торговли природным газом на спотовом рынке в период наибольшего спроса. В эту группу стоит также отнести страны с приемными терминалами СПГ, которые стремятся организовать внутренний спрос на СПГ для реализации его излишков, а также для увеличения загрузки терминалов (это Англия, Голландия и Бельгия).
- 3) Страны, которые стремятся заместить традиционные виды топлива природным газом из соображений экологической или экономической безопасности. Это Швеция, Польша, Китай. Здесь, помимо импорта СПГ, большое распространение получили технологии генерации и сжижения биогаза в установках малой производительности. В Китае, помимо экологических или экономических аспектов, на передний план выходит задача развития наукоемких видов производства в стране, а также повышение уровня занятости трудоспособного населения страны.

На карте также указаны зоны введения ограничений на выбросы оксидов серы с судов.

С 2015 года Евросоюз уделяет особое внимание созданию комфортных условий применения СПГ в качестве бункеровочного топлива в Северном и Балтийском морях в свете принятых Международной морской организации требований по предотвращению загрязнения судами окружающей среды морей (Приложение №VI к Конвенции МАРПОЛ). Эти требования запрещают судовладельцам в Северном и Балтийском морях использовать топливо, содержание серы которого превышает 0,1%. Ранее максимальный уровень выбросов серы составлял 1%. Таким образом, судовладельцам приходится отказываться от применения дешевого мазута с высоким содержанием серы в пользу более экологически чистых видов топлива. В первую очередь, это дизельное топливо высокой очистки - так называемый «морской дизель» (содержание серы - 0,1%) и СПГ (содержание серы - 0%). Кроме этого, для снижения выбросов серы возможна установка в систему выхлопных газов

фильтра (скруббера), не пропускающего вредные выбросы в атмосферу при использовании в качестве топлива высокосернистого мазута.

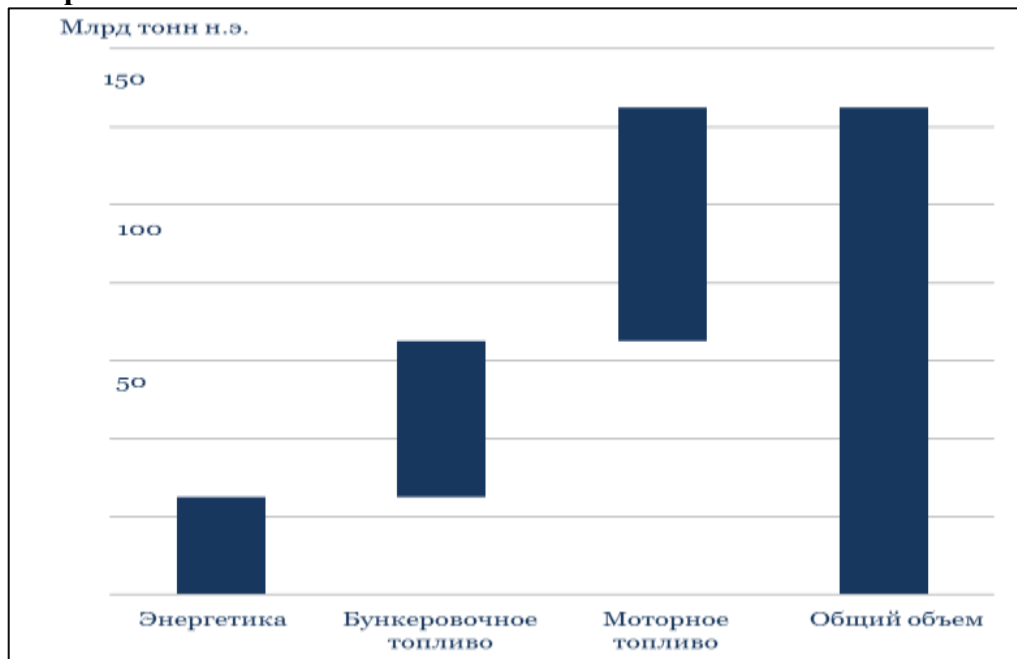
Выбор в пользу СПГ обусловлен более привлекательной ценой сжиженного газа по сравнению с получаемым путем глубокой переработки на нефтеперерабатывающих заводах морского дизеля (СПГ в 1,5 раза дешевле). Предложение последнего на рынке, к тому же, очень ограничено.

Преимущество применения СПГ перед установкой фильтра (скруббера) в том, что сжиженный газ позволяет эксплуатировать двигатель в 1,5 раза дольше, чем при использовании традиционного вида топлива, в то время как фильтр имеет очень непродолжительные сроки эксплуатации. Кроме того основным недостатком этого способа газоочистки является образование больших объемов шлама.

Единственным препятствием перехода на СПГ в качестве бункеровочного топлива для судовладельцев остается неразвитая инфраструктура заправочных станций, требующая значительных капитальных вложений для компаний-операторов. Переход на СПГ судоходных транспортных и круизных компаний также требует полной и дорогостоящей модернизации существующего флота и закупки новых судов, оснащенных двигателями, способных работать на СПГ.

Таким образом, перед всеми участниками рынка (судостроителями, транспортными компаниями - судовладельцами, операторами и строителями заправочных станций и терминалов СПГ) возникает проблема, свойственная рынку на ранней стадии развития, – проблема «курицы и яйца». Все участники взаимосвязаны и несут определенные финансовые риски, связанные со сроками окупаемости долгосрочных инвестиций.

#### **Перспективные рынки реализации СПГ и драйверы роста применения СПГ ключевыми потребителями**



**Рисунок 2. Прогноз потребления СПГ в разных секторах экономики в 2030 г.**

Источник: IHS Markit Energy outlook 2040.

Исходя из вышеизложенного, можно определить три основные сферы применения СПГ, в том числе при реализации его поставок с малотоннажного завода по сжижению.

1. Бункеровочное топливо. Главными факторами роста потребления СПГ являются: введение ограничений МАРПОЛ, низкая стоимость топлива, активное

строительство инфраструктуры и соответствующих судов. Паромы, контейнеровозы, лайнеры, ледоколы – ключевые потребители в данном секторе.

2. Моторное топливо. Низкая стоимость по сравнению с дизельным топливом и низкая доля выбросов в атмосферу являются главными факторами роста потребления СПГ в качестве моторного топлива. Главными конкурентами СПГ в сфере применения моторного топлива являются: дизель, бензин, сжиженный углеводородный газ.

3. Энергетика. Энергоэффективность и низкая доля выбросов вредных веществ позволяют СПГ занять долю потребления, главным образом, угля в энергобалансе стран, что обеспечит рост потребления СПГ. Потенциальные потребители в данном секторе: электростанции, домашнее хозяйство, промышленность. На рынке энергоносителей конкурентами на рынке СПГ такие энергоресурсы как уголь, нефть/нефтепродукты, атомная энергия, возобновляемые источники энергии и, кроме всего прочего, трубопроводный газ. Заинтересованность применения СПГ странами-импортерами в данном секторе вызвана возможностью диверсифицировать поставщиков, тем самым возможность влиять на формирование цены, а также отказом от долгосрочных контрактов в пользу «гибких» - краткосрочных/разовых сделок.

### Реализация малотоннажных СПГ проектов в Балтийском и Северном морях

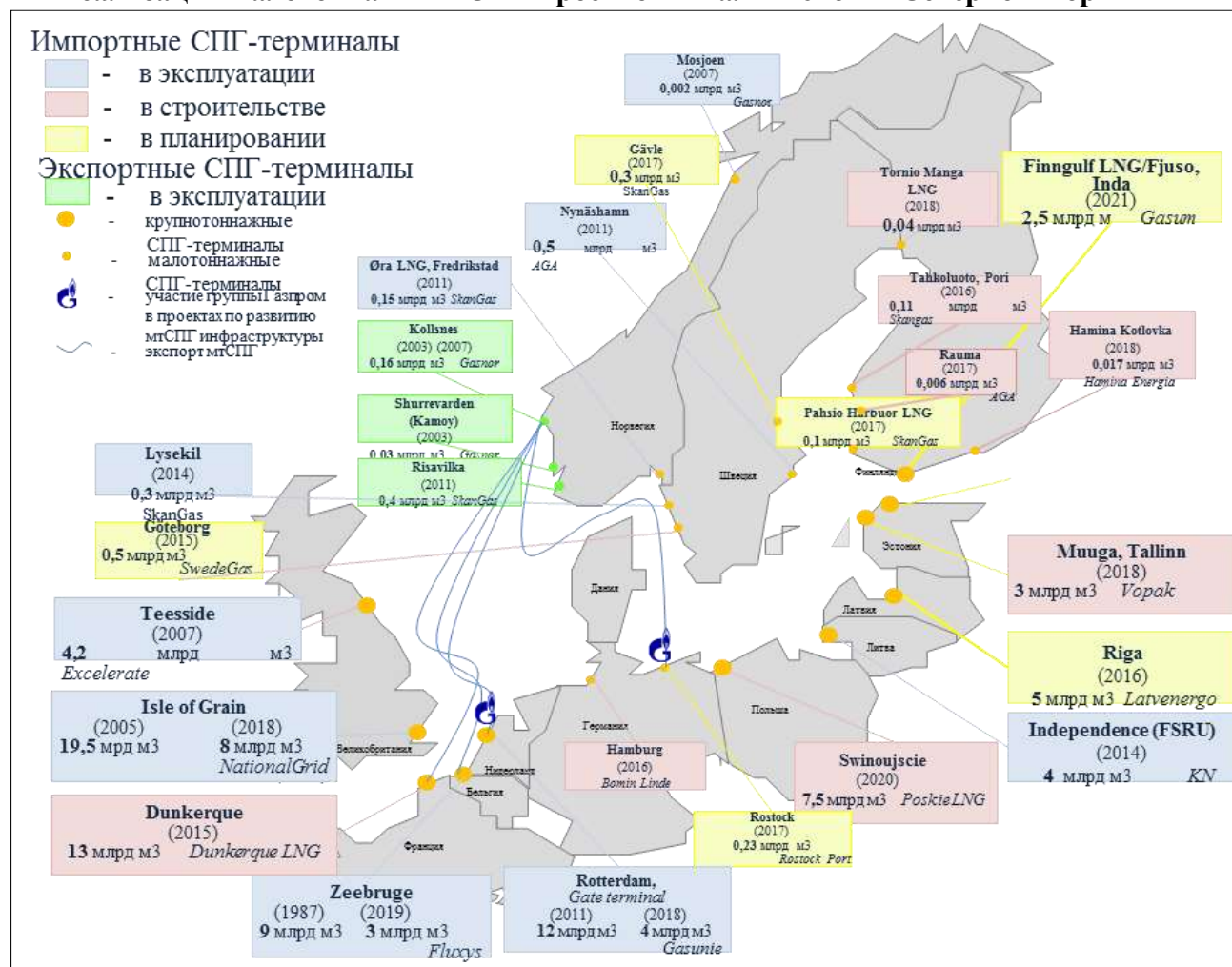


Рисунок 3. Реализация малотоннажных СПГ проектов в Балтийском и Северном морях.

Источник: Автор, Gas Infrastructure Europe <http://www.gie.eu/>, ПАО «Газпром».

По состоянию на 2017 год уже введены в эксплуатацию импортные (приемочные) терминалы в Швеции, Финляндии, Эстонии, Латвии, Польше, Нидерландах, Бельгии и Великобритании. Их мощность составляет от 0,6 млн. до 7,5 млрд. кубометров газа в год, что эквивалентно 400 тысяч – 5 млн. тонн СПГ в год. Экспортные терминалы введены в эксплуатацию в Норвегии - в стране, обладающей большими запасами газа на шельфовых месторождениях, обеспечивающих экспорт СПГ<sup>14</sup>.

Со стороны Российской Федерации группа Газпром осуществляет реализацию нескольких СПГ-проектов на Балтике. Это строительство в Калининградской области плавучей станции «Маршал Василевский», строительство терминала «Балтика-СПГ» в районе порта Усть-Луга Ленинградской области мощностью 10 млн. тонн СПГ в год (ввод в эксплуатацию ожидается в 2021 году), а также строительство СПГ-завода в городе Высоцк мощностью 2 млн. тонн СПГ в год.

Стать участником рынка помимо ПАО «Газпром» смогут другие компании нефтегазового сектора. Например, «СПГ-Горская» – независимый от Газпрома проект создания мощностей по производству сжиженного газа в Ленинградской области. Планы предусматривают строительство плавучего завода мощностью 1,26 млн. тонн СПГ в год, подводных и технологических газопроводов, береговых сооружений, пирса, наливной эстакады, а также закладки флота судов-бункеровщиков. Кроме этого, проект предусматривает организацию нескольких газовых терминалов за рубежом – в Финляндии, Германии и Швеции. Ввод в эксплуатацию намечен на 2018-2019 год.

Несмотря на это, компании группы Газпром активно сотрудничают с европейскими компаниями-операторами, потенциальными потребителями российского СПГ, в рамках реализации проектов для хранения, распределения и реализации СПГ в качестве бункеровочного и автомобильного топлива, а также использования СПГ для автономной газификации.

В 2016 году ПАО «Газпром» совместно с компанией Gasunie приступил к реализации пилотного проекта создания приемных терминалов малой тоннажности в портах городов Росток (Германия) и Роттердам (Нидерланды). В порту Роттердама в 2016 году была осуществлена первая бункеровка СПГ.

Таким образом, российские компании пытаются адаптироваться в новых реалиях меняющегося рынка сбыта газа на Балтике и в Северном море, как в сегменте продаж топлива, так и в сегменте законтрактованных или спотовых поставок для автономной газификации.

На примере создания инфраструктуры в Балтийском и Северном морях, Европейской комиссией инициировано строительство СПГ-терминалов в Дунайском регионе по речному маршруту Рейн-Майн-Дунай. Зона Дуная не входит в зону SECA (зона действия ограничений на выбросы серы на уровне 0,1%). Тем не менее, в 2017 году МАРПОЛ было принято решение о введении ограничений на выброс серы для всего мира на уровне 0,5%. Начало действия ограничения - 2020 год. Это означает, что большинству речных кораблей и кораблей класса река-море придется отказаться от применения высокосернистого топлива.

Кроме того, странами ЕС принята экономическая транспортная стратегия TEN-T, предполагающая поддержку конкурентоспособности товарооборота между европейскими странами. В связи с этим члены Евросоюза заинтересованы в развитии СПГ-индустрии с точки зрения экономической целесообразности, потому что, как уже говорилось выше, цена СПГ в 1,5 раза ниже широко применяемых в настоящее время традиционных видов топлива.

---

<sup>14</sup> <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>



## Реализация СПГ-проектов в Дунайском регионе



**Рисунок 4. Реализация СПГ-проектов в Дунайском регионе.**

Источник: автор, Pro Danube International <https://www.prodanube.eu>.

С целью реализации программы TEN-T правительством Европейского Союза была создана организация Pro Danube Management, которая объединяет региональные правительственные организации и независимые компании-операторы. Организацией Pro Danube Management создан проект по комплексному развитию СПГ-инфраструктуры – Masterplan LNG, который объединяет инновационные технические проекты, новейшие управленческие принципы и передовую практику для эффективной и безопасной эксплуатации СПГ-индустрии. Значительные усилия прилагаются для преодоления всевозможных барьеров, препятствующих динамичному развитию рынка СПГ. Прилагаемые усилия направлены на то, чтобы это экологически чистое топливо стало доминирующим для внутреннего речного (и морского) судоходства стран ЕС.

### Вывод

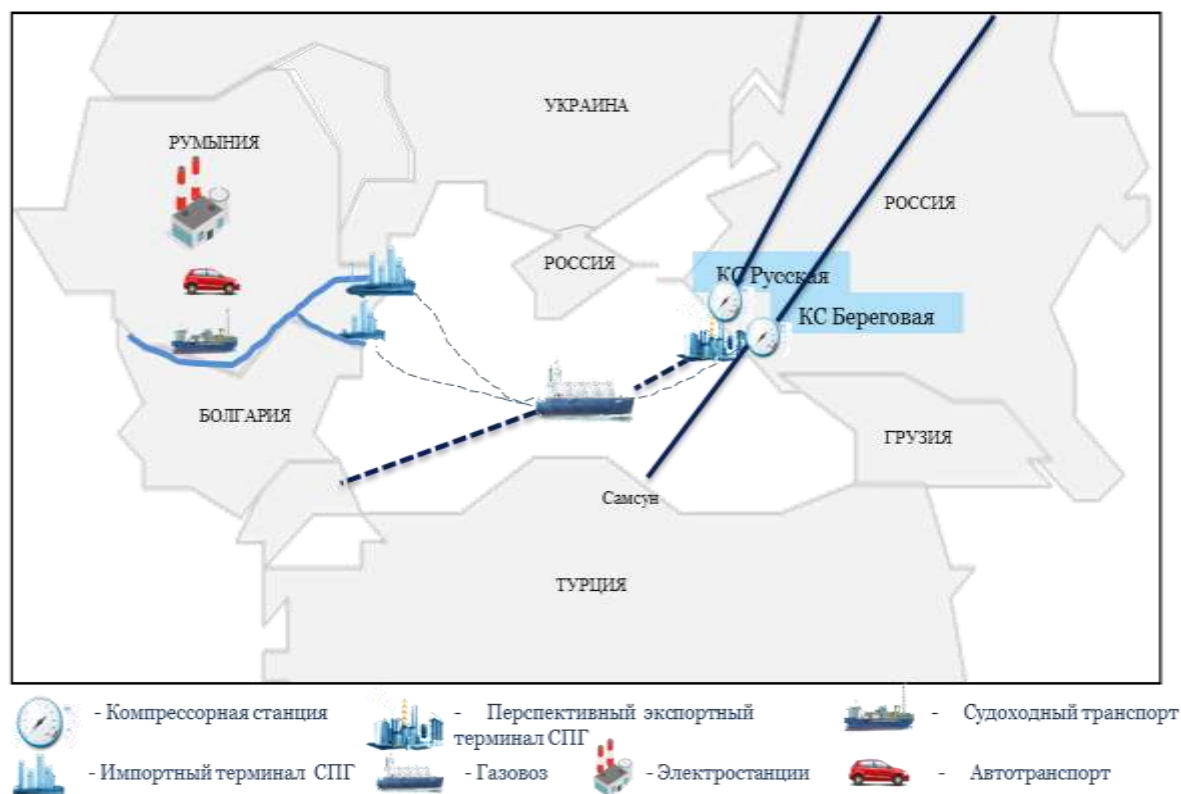
Проанализировав перспективы применения СПГ в разных секторах экономики и тенденции создания СПГ-проектов в Дунайском регионе, можно заключить следующее:

1. Появление СПГ на рынке уменьшит спрос на дизельное топливо и мазут.
2. Применение СПГ в качестве бункеровочного топлива и топлива для автомобильного грузового транспорта снизит транспортные затраты на Дунае, что будет способствовать повышению конкурентоспособности доставки перевозимых в регионе грузов: удобрений, продуктов нефтехимии, стали, металлоконструкций, строительных материалов, нефти, СПГ, а также товаров различного назначения, перевозимых контейнерным способом.

3. Переход на СПГ в качестве основного вида топлива будет способствовать модернизации речного флота и судов класса река-море.

4. Увеличение доли СПГ в энергобалансе прибрежных стран позволит (диверсифицировать) поставки газа (трубопроводный - СПГ), что повысит энергетическую безопасность стран региона.

5. Использование СПГ повысит энергоэффективность (кпд установок на газе, как правило, выше, чем на угольных) и улучшит экологию в странах, в которых уголь занимает значительную долю в энергобалансе (Румыния, Болгария, Словакия), а также в таких странах, как Сербия, где применение нефтепродуктов стало неэффективным в связи с кризисом нефтеперерабатывающего сектора.



**Рисунок 5. Схема реализации перспективного малотоннажного СПГ-проекта в РФ с выходом в Черное море.**

Источник: автор.

Россия имеет большие преимущества перед другими прибрежными странами-поставщиками СПГ в коридоре Рейн-Майн-Дунай с точки зрения расположения, возможности выхода в Черное море без привлечения транзитных стран, развитости газотранспортной системы в районе восточного побережья Черного моря. Т.е. наличием достаточного количества природного газа, доставляемого в Черноморский регион по существующим магистральным газопроводам, построенным ранее с целью подачи достаточного объема газа для реализации проектов «Голубой поток» и «Турецкий поток» («Южный поток»).

Однако после принятия Евросоюзом третьего энергопакета «газовые» отношения между Россией и ЕС усложнились. Основной задачей большинства европейских стран стало достижение энергобезопасности стран ЕС и диверсификация поставок углеводородов на европейский рынок, что выливается в стремление ряда государств к частичному отказу от российского газа. Ключевым фактором новой энергетической политики стран Евросоюза является стремление повлиять на ценовую политику через либерализацию рынка газа, в том

числе путем изменения контрактных отношений. Основным условием создания либерального рынка газа для ЕС является привлечение большего числа поставщиков с целью в дальнейшем усиления конкуренции между поставщиками и снижения цен на газ. В связи с этим интерес ПАО «Газпром» сместится от долгосрочных, традиционных для него контрактов, в сторону более краткосрочных/разовых сделок, удобных для поставок СПГ.

Поэтому сейчас для ПАО «Газпром» как единственного российского экспортера газа на европейском рынке энергоносителей открываются новые реалии партнерских отношений с европейскими странами, в данном случае в Дунайском регионе.

В 2017 году на VII Петербургском международном газовом форуме австрийская компания OMV и ПАО «Газпром» заключили Меморандум о взаимопонимании и взаимодействии.

В документе отражены принципы перспективного взаимодействия ПАО «Газпром» и OMV по координации действий в области развития газотранспортной инфраструктуры для обеспечения поставок природного газа в Центральную и Юго-Восточную Европу.

Подписано рамочное соглашение по сотрудничеству в области малотоннажного СПГ. Согласно документу, стороны намерены взаимодействовать в реализации совместного комплексного проекта по строительству в районе российского побережья Черного моря терминала по производству и транспортировке СПГ. Подписанный меморандум предусматривает также совместные действия компаний по маркетинговому продвижению на европейском рынке и сбыту малотоннажного СПГ.

Применяя опыт, полученный на Балтике, где уже реализуются одновременно несколько российских проектов, ориентированных на поставку СПГ в страны ЕС и бункеровку (заправку) судов, появляется возможность реализации аналогичных российских проектов на берегу Черного моря. А именно:

- строительство плавучей станции по хранению СПГ и бункеровке (заправке) судов класса река-море, осуществляющих перевозки грузов по транспортным линиям, проходящим в акватории Черного, Азовского и Средиземного морей, в речном коридоре Рейн-Майн-Дунай, а также по рекам Днестр, Днепр, Волга-Дон;
- экспортного терминала СПГ на российском черноморском побережье для поставок СПГ в страны Дунайского региона, в связи с возникшей у них потребностью в этом виде топлива.

С точки зрения реализации СПГ европейским конечным потребителям Газпрому необходимо осуществлять политику продвижения российского природного газа в первую очередь в качестве экологически чистого топлива. Пример других нефтяных экспортных компаний, таких, как SOCAR (Азербайджан), ПАО «Газпром нефть» (NIS), и опыт продвижения бренда сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций «Газпром Германия» (Gazprom Germania) показывают возможность осуществлять аналогичную стратегию, и применять ее для продвижения российского газа в Дунайском регионе путем строительства автомобильных заправочных станций СПГ и бункеровочных СПГ-терминалов. Целью этой стратегии является выход на новые для ПАО «Газпром» виды деятельности (бизнеса), подразумевающие ориентацию на продажу газа (в т.ч. СПГ) конечному европейскому потребителю.

Проведенный в настоящем докладе анализ формирующегося европейского рынка выявил следующее. Ввод в эксплуатацию приемочных терминалов в Дунайском регионе запланирован на 2020-2025 гг. На данный момент конечные поставщики СПГ для терминалов не определены. В настоящее время активно ведется отбор поставщиков СПГ в Европу на среднесрочную и долгосрочную перспективу. Таким образом, у России, при реализации строительства малотоннажного завода СПГ с выходом в Черное море, есть возможность занять несколько рыночных ниш, в настоящее время относительно свободных и малоразвитых, сразу в нескольких секторах использования сжиженного природного газа:



1. Поставка СПГ, в качестве экологически чистого энергоносителя, для использования в энергетическом обороте стран Евросоюза. В этом случае конечным потребителем является приемный терминал страны-импортера.

2. Осуществление деятельности по бункеровке (заправке) СПГ морских судов и судов класса река-море непосредственно в море через плавающие заправочные баржи, конечный потребитель – судоходные компании различных стран, осуществляющие грузовые и пассажирские перевозки на линиях, проходящих в акваториях Азовского, Черного и Средиземного морей и впадающих в них рек.

3. Осуществление деятельности по бункеровке (заправке) СПГ речных судов, курсирующих в речном коридоре Рейн-Майн-Дунай и по рекам Днестр, Днепр, Волга-Дон, путем строительства бункеровочных (или многоцелевых) терминалов в портах этих рек. Конечный потребитель тот же – судоходные компании.

4. Организация реализации СПГ на внутренних рынках стран-импортеров в качестве моторного топлива, путем строительства базовых терминалов хранения газа и сети заправочных станций в европейских странах. Конечный потребитель – автомобильный транспорт. Для реализации этого направления необходима серьезная маркетинговая и рекламная поддержка использования СПГ в качестве моторного топлива, как экологически чистого. А также, для развития этого направления и укрепления позиций на рынке, было бы крайне полезным, создание и продвижение собственных российских брендов, как СПГ в целом, так и газомоторного топлива в частности.

В складывающейся на европейском рынке энергоносителей ситуации экономически оправданным и оптимальным будет комплексный подход к реализации стратегии ПАО «Газпром» и России в целом по продвижению СПГ в странах Южной и Юго-Восточной Европы, а также странах Средиземноморского региона, предполагающий одновременное (параллельное) развитие всех перечисленных направлений. Так как основным условием для вхождения России в рынок СПГ в данном регионе является строительство завода по производству СПГ на черноморском побережье России, а также строительство танкерного флота различной тоннажности, достаточного для транспортировки СПГ в терминалы-хранилища, и плавающих барж-заправщиков для бункеровки судов в море.

#### **Список использованных источников:**

1. Отчет международного энергетического агентства World Energy Outlook 2017. <https://www.iea.org/weo/>
2. Отчет британской нефтегазовой компании BP Energy Outlook 2017.
3. Официальный сайт Oxford Institute for Energy Studies (OIES), 2017 <https://www.oxfordenergy.org/>
5. Аналитическое агентство IHS Markit <http://news.ihsmarkit.com/press-release>
6. Официальный сайт организации, ответственной за реализацию проектов в Дунайском регионе ProDanube <https://www.prodanube.eu/>
7. Официальный сайт Еврокомиссии <https://ec.europa.eu/>
8. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса <http://www.cdu.ru/>
9. Официальный сайт ассоциации компаний-операторов по развитию инфраструктуры малотоннажного СПГ в Европе: Gas Infrastructure Europe ([www.gie.eu](http://www.gie.eu))
10. Официальный сайт ООО «Газпром экспорт»

**Конкурентоспособность природного газа в секторе электрогенерации ЕС**

Конкурентоспособность природного газа, или привлекательность его использования в качестве топлива, в секторе производства электричества – ключевой аспект как для определения перспектив потребления «голубого» топлива, так и возможности оказывать влияние на его позиции в будущем. Согласно авторитетным прогнозам<sup>15</sup>, в Европейском Союзе (ЕС) – на рынке крупнейшего импортера российского газа – в долгосрочной перспективе ожидается рост потребления газа в секторе электрогенерации, в то время как в секторе конечного потребления в целом прогнозируется снижение его использования. Энергетическая политика и соответствующее регулирование сектора электроэнергетики играют важнейшую роль в определении конкурентоспособности природного газа, изменения этих и других факторов могут существенно скорректировать его перспективы.

Одним из факторов конкурентоспособности природного газа в секторе электроэнергетики является уровень прибыльности газовой электростанции для собственников (инвесторов): электростанция прибыльна в том случае, если её ожидаемые доходы превышают ожидаемые расходы с учётом соответствующей ставки дисконтирования в течение срока эксплуатации электростанции, при этом условии внутренняя норма доходности (IRR) проекта будет превышать её средневзвешенную стоимость капитала (WACC), а период окупаемости будет меньше срока экономической жизни проекта<sup>16</sup>. Так как уровень выручки электростанции определяется ценой на электричество на оптовом рынке<sup>17</sup>, то факторами, влияющими на конкурентоспособность электростанции становятся все факторы, определяющие уровень цены на электричество, в т.ч. спрос и предложение на рынке, доступность мощностей различных типов станций для генерации, стоимость производства электроэнергии на различных электростанциях, погодные условия и др. С другой стороны, уровень затрат газовой электростанции определяется операционными и эксплуатационными расходами, стоимостью закупаемого газа, стоимостью приобретения разрешений на эмиссию CO<sub>2</sub> и др.<sup>18</sup>

Однако уровень потребления и, следовательно, востребованность природного газа в секторе производства электричества определяется не только экономическими показателями. Более того, формирование цены на электричество и затрат, например, на технологии и топливо формируется в соответствии с действующим регулированием и ожидаемыми изменениями. Энергетическая политика определяет структуру доступных и используемых для производства электричества технологий, в т.ч. посредством реализации различных форм поддержки (субсидии, налоги и др.). Таким образом, регулирование сектора, или «правила игры», является важнейшим фактором для конкурентоспособности природного газа на рынке.

Необходимо отметить растущую роль «технологического» фактора: учитывая увеличение доли производства электроэнергии из так называемых «переменных»<sup>19</sup> возобновляемых источников энергии (ВИЭ), общий объём производимой электроэнергии в системе становится плохо предсказуемым, в этих условиях газовые электростанции, способные гибко производить электричество, конкурируют с технологиями, обеспечивающими хранение электричества и гибкую поставку в сеть, а также технологиями адаптации спроса (demand response). Эффективность, или КПД, электростанций имеет важнейшее значение для стоимости производства электричества. В этой связи

<sup>15</sup> МЭА (2016), Европейская Комиссия (2016)

<sup>16</sup> МЭА (2016)

<sup>17</sup> В данной статье исследуется оптовый рынок электроэнергии ЕС

<sup>18</sup> При оценке стоимости полного цикла производства электричества учитываются капитальные и др. затраты

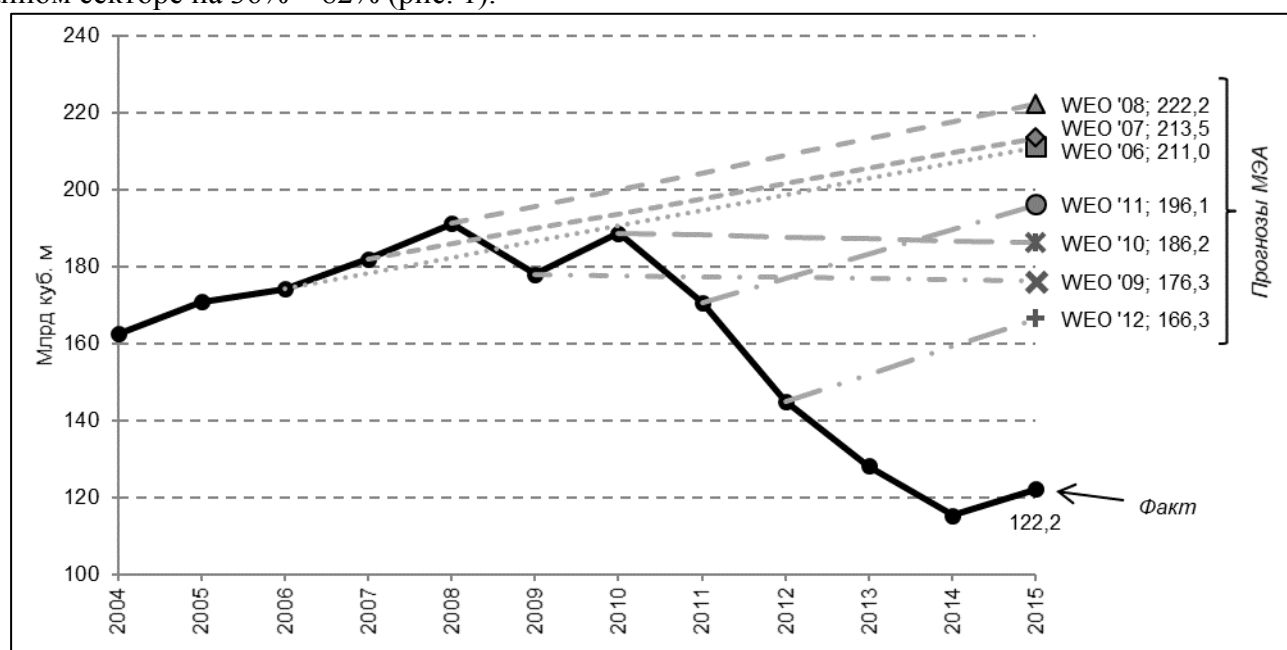
<sup>19</sup> Электроэнергия, генерируемая на солнечных панелях и ветряных электростанциях

законодательно обязывающая стратегия по использованию ВИЭ в ЕС<sup>20</sup> направлена на повышение КПД таких технологий и соответственно снижение их затрат в результате эффекта масштаба и растущей конкуренции между производителями на рынке.

Принимая во внимание технологическую доступность производства электричества из самых различных источников энергии, сектор электроэнергетики представляет собой один из наиболее ярких примеров рынка с развитой межтопливной конкуренцией – в особенности на либерализованном рынке ЕС. Более того, в результате глобализации торговли энергетическими товарами, на рынок электроэнергии ЕС оказывает влияние регулирования и изменения энергетических рынков в различных странах и регионах мира.

Таким образом, для определения конкурентоспособности и перспектив потребления «голубого» топлива на рынке электроэнергетики ЕС требуется учитывать множество факторов, отражающих межтопливную конкуренцию, взаимосвязь различных энергетических и географических рынков, их регулирование, уровень развития технологий и другие факторы, что определяет использование в моделях прогнозирования большого объема предположений и допущений.

Проблему «многофакторности» отражают прогнозы, большинство из которых показывает низкую точность. Так, например, сравнение исторических прогнозов объема потребления газа в секторе электрогенерации ЕС на 2015 г. от Международного Энергетического Агентства (МЭА), представляемых в ежегодных отчетах «Перспективы мировой энергетики» (World Energy Outlook, WEO) за 2006–2012 гг., и фактического объема потребления в ЕС за 2015 г., по данным Евростат, показывает, что все прогнозы МЭА оказались неверными, и МЭА переоценило в своих прогнозах объем потребления газа в данном секторе на 36% – 82% (рис. 1).



**Рисунок 1. Сравнение прогнозных объемов потребления газа в секторе производства электроэнергии ЕС от МЭА и фактического объема в 2015 г.**

Источник: Евростат, МЭА (2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012).

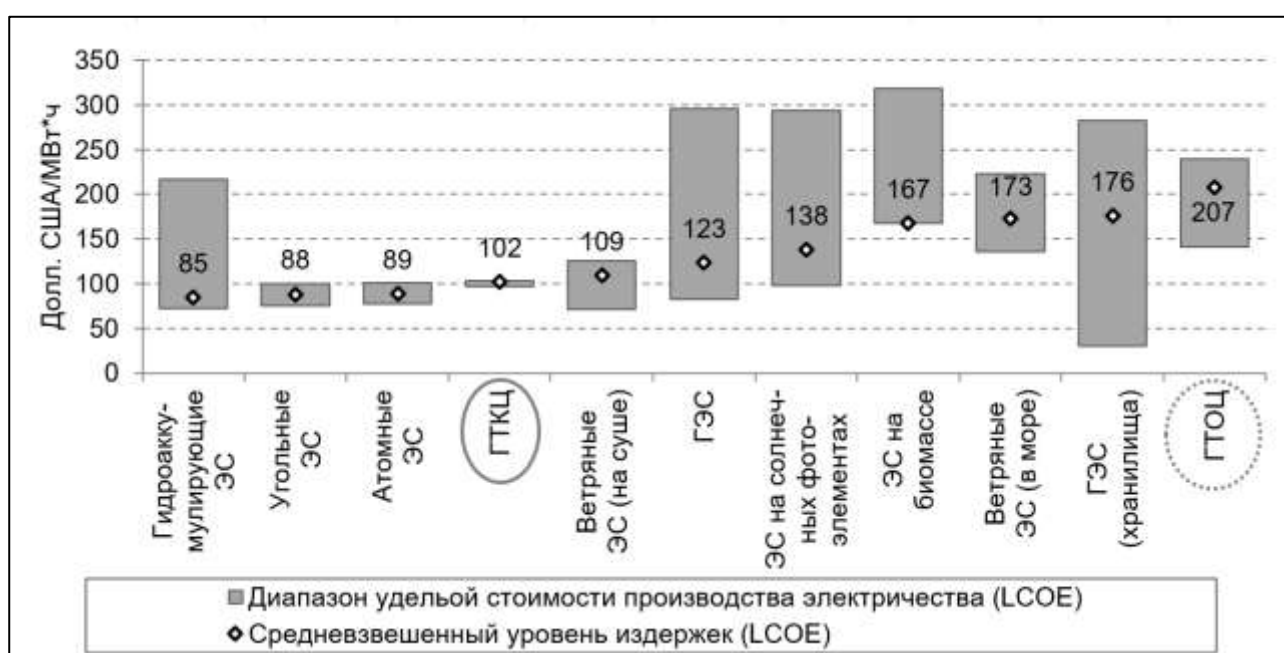
#### **Фактор прибыльности: уровень затрат**

Для оценки и сравнения издержек различных типов электростанций широко используемым показателем является LCOE (Levelised cost of electricity), или удельная стоимость электричества. Данный индикатор показывает средние удельные затраты на

<sup>20</sup> Например, стратегия ЕС «20-20-20»

единицу генерируемой электроэнергии. Другими словами, LCOE—это минимальная средняя цена, по которой должна быть продана электроэнергия для достижения уровня безубыточности электростанции, такой уровень цены покрывает все соответствующие издержки в течение экономической жизни проекта. LCOE учитывает все издержки электростанции и включает<sup>21</sup>:

- капитальные издержки;
- обслуживание долга и доходность инвестированного капитала (учитываются через WACC);
- операционные и эксплуатационные расходы;
- стоимость топлива и соответствующие издержки приобретения разрешений на эмиссию CO<sub>2</sub> и других парниковых газов;
- ликвидационные затраты.



**Рисунок 2. Удельная стоимость производства электричества для различных типов электростанций, оценки МЭА<sup>22</sup>**

Источник: МЭА (2015).

Согласно представленным оценкам МЭА в своем последнем периодическом исследовании Projected Costs of Generating Electricity (2015 Edition)<sup>23</sup>, в ЕС газовые электростанции, использующие в качестве генератора газовую турбину комбинированного цикла (ГТКЦ; альтернативное наименование – парогазовая установка, ПГУ), то есть наиболее эффективные газовые электростанции, по средневзвешенному<sup>24</sup> уровню LCOE уступают гидроаккумулирующим, угольным и атомным электростанциям (рис. 2). Также, по оценкам МЭА, издержки ветряных электростанций лишь на 7долл. США/МВт\*ч

<sup>21</sup> МЭА (2016)

<sup>22</sup> Примечание: оценки с учётом WACC на уровне 7%

Сокращения: ЭС – электростанция; ГТКЦ – газовая турбина комбинированного цикла (парогазовая установка); ГЭС – гидроэлектростанция; ГТЦ – газовая турбина открытого цикла

<sup>23</sup> МЭА (2015)

<sup>24</sup> По выборке, представленной в отчете МЭА (2015)

выше ГТКЦ (ПГУ). При этом в среднем, ГТОЦ (газовые турбины открытого цикла), то есть газовые электростанции, в качестве генератора использующие только газовую турбину без парового цикла, являются самыми дорогими технологиями для электрогенерации.

На фоне оптимистичных прогнозов объемов потребления газа от МЭА в секторе электроэнергетики ЕС представленные оценки LCOE для газовых электростанций в отчёте Projected Costs of Generating Electricity (2015 Edition)<sup>25</sup> выглядят пессимистичными, так как свидетельствуют о высоких издержках газовой генерации, то есть невысокой привлекательности газа как топлива. При детальном анализе исследования можно сделать вывод, что к полученным результатам МЭА привели используемые допущения и предположения, значительно отличающиеся от рыночных реалий. Так, МЭА в своем исследовании для расчетов использовало:

- долгосрочную цену на газ в Европе в размере 11,1 долл. США/МБТЕ, что почти в два раза превышает среднюю цену за 2017 г., составившую около 5,7<sup>26</sup> долл. США/МБТЕ;
- цену на уголь<sup>27</sup> в Европе в размере 101 долл. США/т, что на четверть выше средней цены за 2017 г., составившей около 81<sup>28</sup> долл. США/т;
- цену на выбросы CO<sub>2</sub> в Европе в размере 30 долл. США/т, что многократно превышает фактический средний уровень за 2017 г., около 6,6<sup>29</sup> долл. США/т CO<sub>2</sub>;
- «эффект обучения» для оценки LCOE ВИЭ, то есть предположение об ожидаемом сокращении издержек данных технологий.

Значительная разница между используемыми МЭА ценами и фактическими рыночными уровнями может указывать, с одной стороны, на высокую волатильность и непредсказуемость цен, с другой стороны, может говорить о завышении в исследовании МЭА LCOE для газовых станций (и других ископаемых) с целью демонстрации сопоставимости затрат традиционных электростанций на ископаемом топливе и новых технологий на ВИЭ.

В этой связи для проведения сравнительного анализа LCOE для различных типов электростанций в ЕС автором статьи была проведена корректировка расчетов МЭА, опубликованных в исследовании МЭА Projected Costs of Generating Electricity (2015 Edition)<sup>30</sup>: в скорректированных оценках были учтены средние цены на природный газ, уголь и выбросы CO<sub>2</sub> за 2017 г. Важно отметить, в связи с недостатком информации, представленной в отчёте, не представляется возможным «очистить» LCOE ВИЭ от влияния предположение об ожидаемом сокращении издержек таких технологий, или от так называемого «эффекта обучения». В результате, уровень LCOE для ВИЭ показывает ожидаемый уровень издержек в 2020 г. с учётом предполагаемого МЭА роста их эффективности.

Автор статьи представляет оценки LCOE для электростанций в Великобритании отдельно от «Континентальной Европы» (ЕС без Великобритании), так как на территории Великобритании дополнительно действует налоговая «надбавка» (Carbon Price Support<sup>31</sup>) к цене на едином рынке торговли выбросами CO<sub>2</sub> в ЕС.

---

<sup>25</sup> МЭА (2015)

<sup>26</sup> По данным Международного Валютного Фонда

<sup>27</sup> Здесь и далее – под «углём» подразумевается энергетический уголь, если не указано другое

<sup>28</sup> По данным портала CMEGroup (ARGUS-McCloskey)

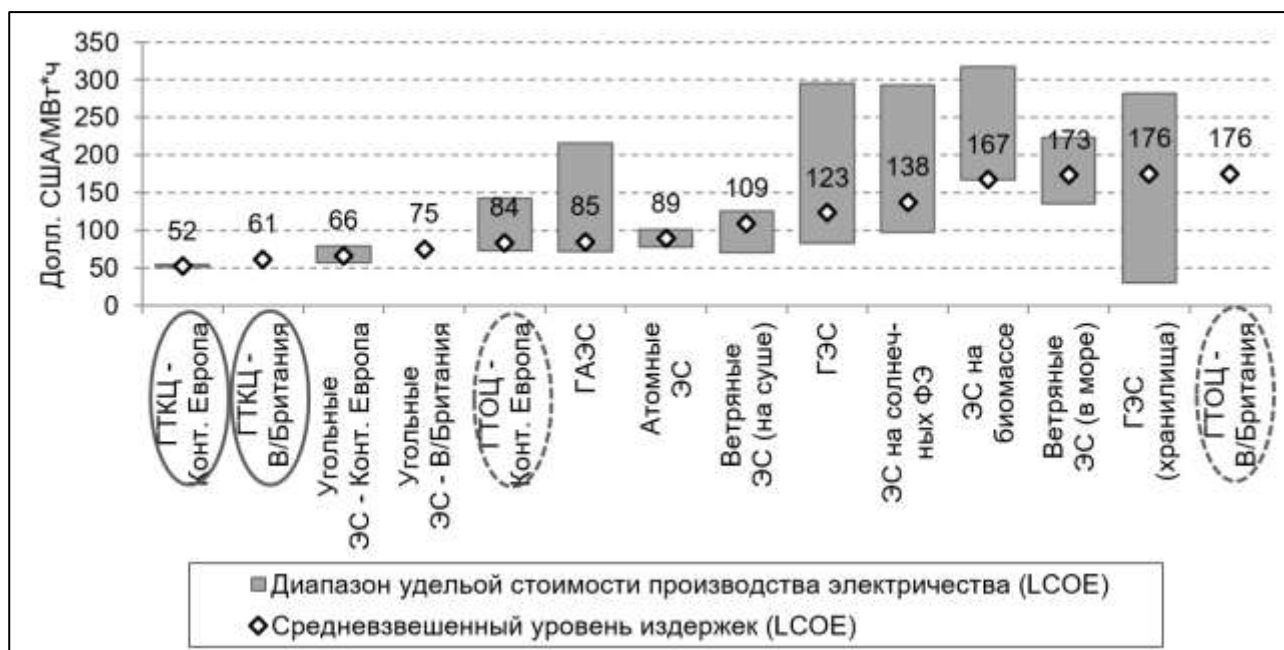
<sup>29</sup> По данным портала Investing.com (биржа ICE) и данных Европейского Центрального Банка по кросс-курсу «Евро-Доллар США»

<sup>30</sup> МЭА (2015)

<sup>31</sup> Министерство энергетики и изменения климата Великобритании

Скорректированные оценки показали (рис. 3), что в ЕС эффективные и современные газовые электростанции (ГТКЦ) имеют наименьшие LCOE в сравнении с другими технологиями производства электричества. Более дорогими являются угольные электростанции, затем – ГАЭС, атомные станции, ветряки, ГЭС, солнечные панели и др.

В Великобритании по причине действующего на её территории дополнительного налога на выбросы CO<sub>2</sub> электростанции на ископаемом топливе имеют более высокий уровень LCOE в сравнении с аналогичными «ископаемыми» технологиями в «Континентальной Европе». В результате, британские газовые станции, уступая лишь газовым станциям в ЕС, имеют наименьший уровень LCOE даже в сравнении с угольными станциями в «Континентальной Европе», и гораздо более низкие LCOE в сравнении с ВИЭ (рис. 3).



**Рисунок 3. Удельная стоимость производства электричества для различных типов электростанций, скорректированные оценки МЭА<sup>32</sup>**

Источник: оценки на основе данных МЭА (2015), Международного Валютного Фонда, CME Group (ARGUS-McCloskey), Investing.com (биржа ICE), Европейского Центрального Банка, Министерства энергетики и изменения климата Великобритании.

Необходимо отметить, представленные оценки LCOE для ГТЦО – для наименее эффективных газовых станций (газовая турбина без паровой)– являются индикатором затрат газовых генераторов прошлого поколения, доля которых на рынке мала и сокращается. Такой уровень LCOE целесообразно сравнивать с LCOE ГТКЦ, то есть с уровнем современных газовых электростанций, это позволит оценить динамику «эффекта обучения» технологий генерации электричества с использованием природного газа. В то же время данное сравнение показывает высокую значимость уровня КПД электростанций для их конкурентоспособности. Для обеспечения сопоставимости LCOE во времени уровень затрат ГТЦО необходимо сравнивать с затратами более ранних «поколений» технологий-конкурентов (например, с издержками ВИЭ 10-15 лет назад).

<sup>32</sup> Примечание: оценки с учётом WACC на уровне 7%

Сокращения: ЭС – электростанция; ГТКЦ – газовая турбина комбинированного цикла (парогазовая установка); ГАЭС – гидроаккумулирующие электростанция; ГЭС – гидроэлектростанция; ГТЦО – газовая турбина открытого цикла; ФЭ – фотоэлементы

Несмотря на доступность методологии оценки LCOE и простоты интерпретации её результатов, данная модель имеет ряд недостатков. Основными из которых являются:

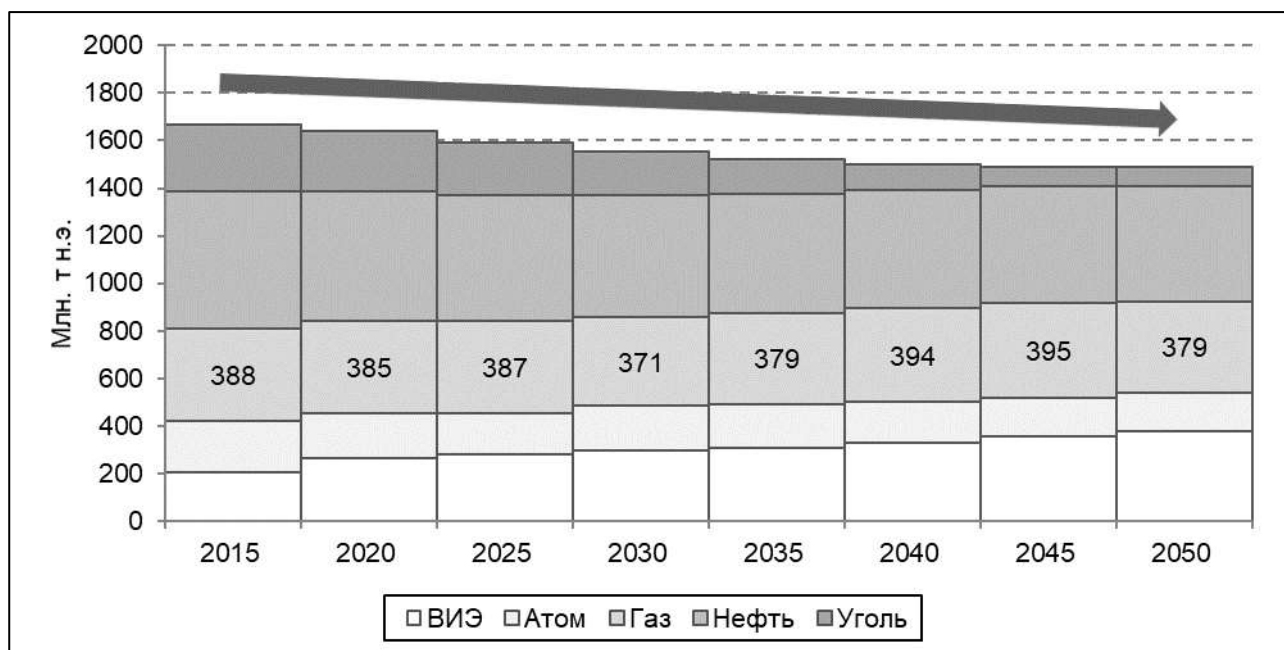
1. Предположение о фиксированном уровне цены на электричество и фиксированном объёме производства электроэнергии (в течение периода эксплуатации станции);
2. Допущения о будущих параметрах, включая долгосрочные цены на топливо и выбросы CO<sub>2</sub>, срок эксплуатации, ставку дисконтирования и т.д.;
3. LCOE не учитывают так называемые «издержки системы», то есть влияние электростанций на энергетическую систему. Данные издержки приобретают растущее значение в связи с увеличением использования «переменных» ВИЭ (солнце и ветер), в результате чего требуются дополнительные инвестиции для балансировки спроса и предложения.

Таким образом, LCOE в большей мере показывает реальные издержки инвестиций в производство электричества на регулируемом (тариф) монополистическом рынке, а не реальную стоимость производства электричества на конкурентном рынке с переменными ценами на электричество<sup>33</sup>.

### Фактор регулирования

Энергетическая политика является ключевым драйвером происходящих на рынке изменений и важнейшим фактором, определяющим привлекательность природного газа в секторе. Прогноз энергобаланса ЕС, представленный Европейской Комиссией (ЕК)<sup>34</sup>, отражает стимулируемые регулированием тенденции, среди которых:

- Рост эффективности и декарбонизация первичного потребления энергии (рис. 4);
- Рост электрогенерации и её декарбонизация (рис. 5);
- Рост эффективности, декарбонизация и электрификация конечного потребления энергии (рис. 6).



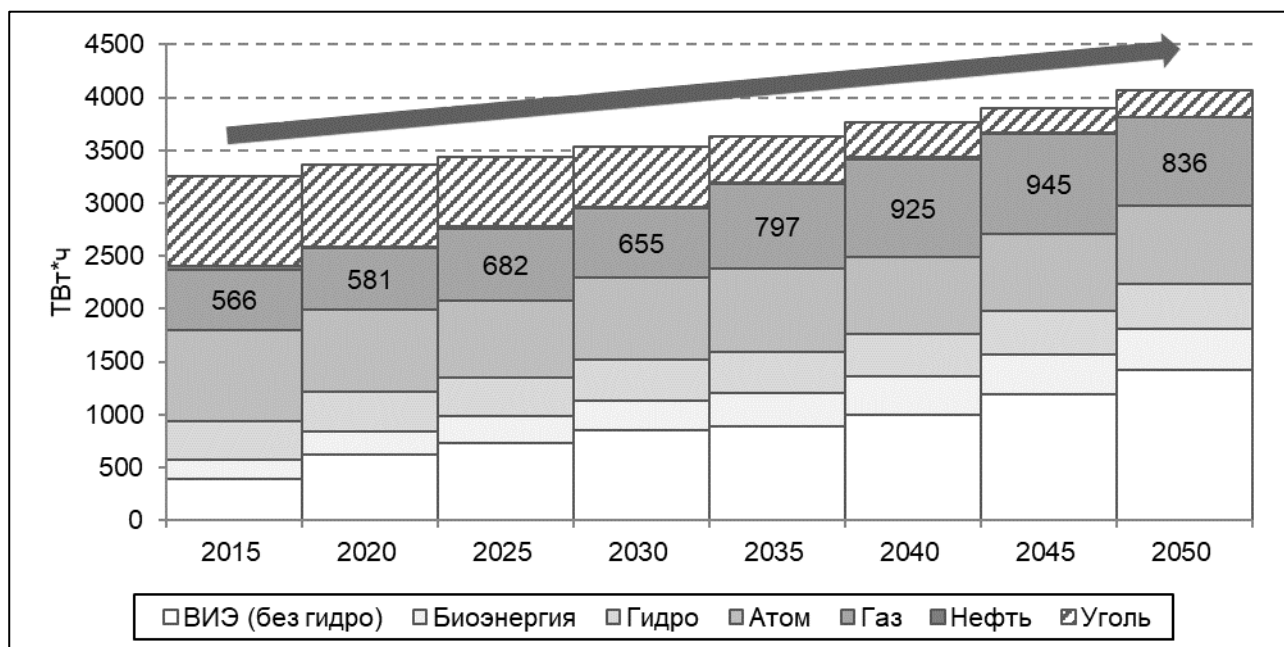
**Рисунок 4. Рост эффективности и декарбонизация первичного потребления энергии в ЕС.**

Источник: Европейская Комиссия (2016).

<sup>7</sup> МЭА (2015)

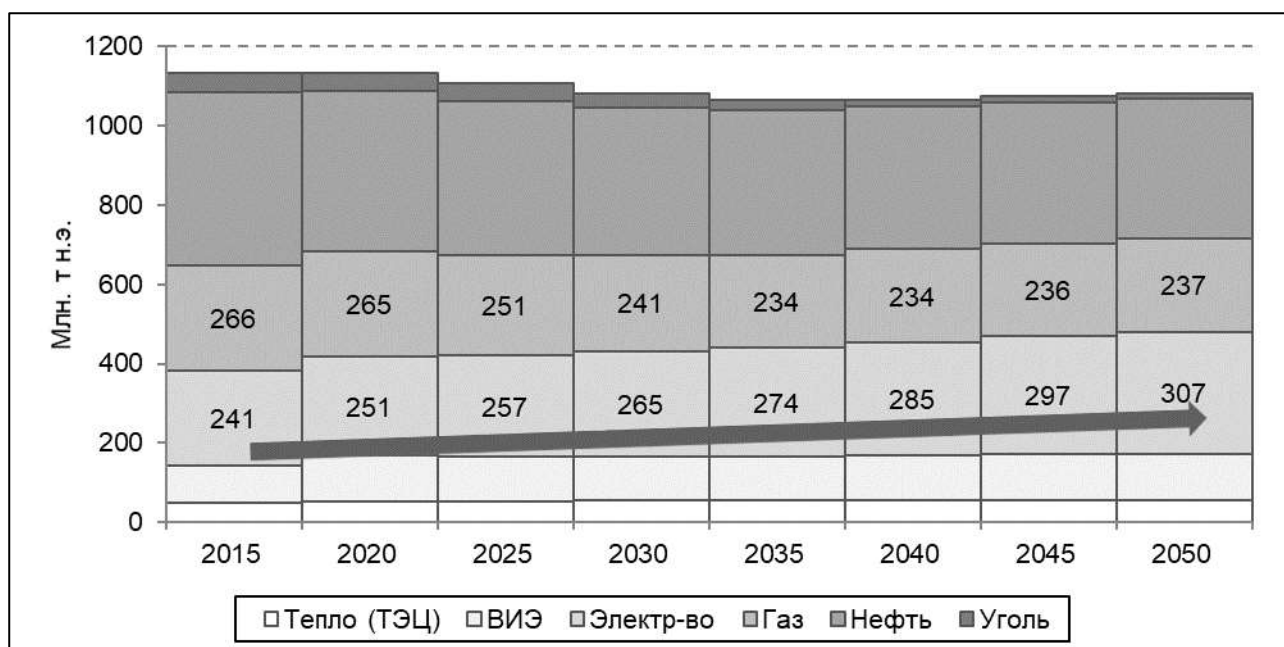
<sup>8</sup> Европейская Комиссия (2016)

Прогноз ЕК показывает, в долгосрочной перспективе (2015–2050 гг.) ожидается стагнация потребления природного газа в ЕС, при этом сектор производства электричества будет демонстрировать его рост, в то время как в секторе конечного потребления – в совокупности в промышленном, коммунально-бытовом и транспортном секторах – прогнозируется снижение использования газа. Среди других тенденций важными являются декарбонизация энергетики, то есть переход на использования низко- и безуглеродных технологий, и рост использования электричества в конечном потреблении.



**Рисунок 5. Рост электрогенерации и её декарбонизация в ЕС.**

Источник: Европейская Комиссия (2016).



**Рисунок 6. Рост эффективности, декарбонизация и электрификация конечного потребления энергии в ЕС.**

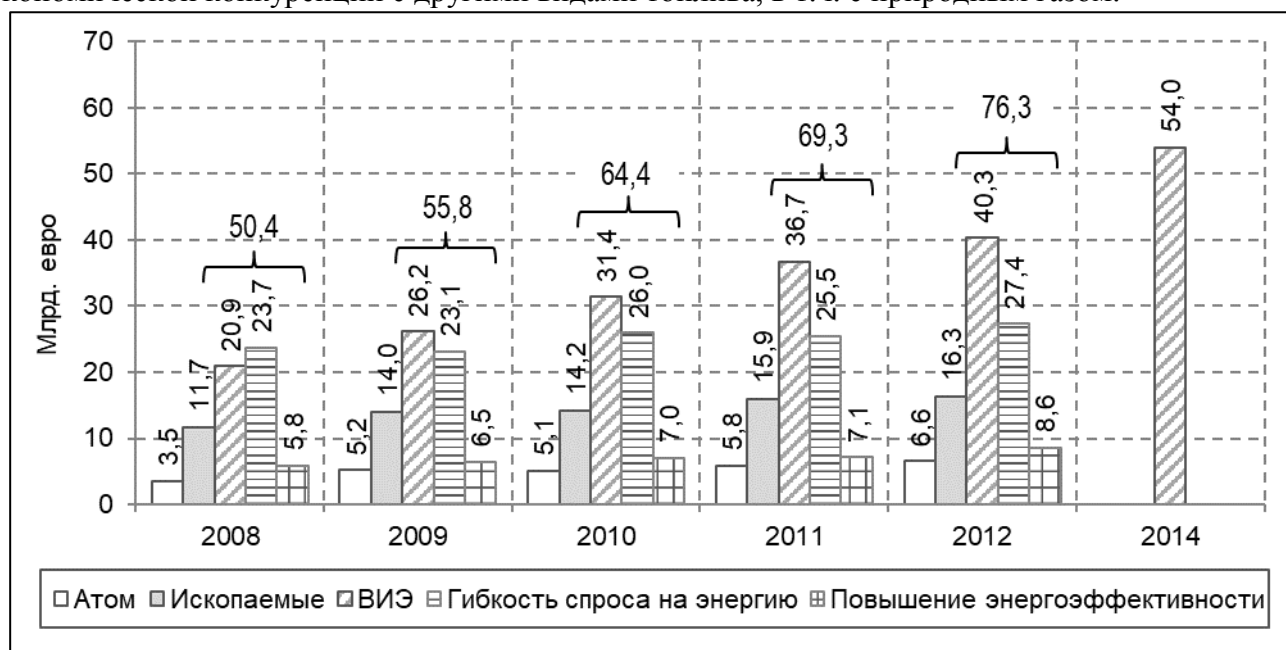
Источник: Европейская Комиссия (2016).



Основные направления развития и видение европейской энергетики вобрала в себя принятая в 2015 г. Стратегия Энергетического Союза ЕС<sup>35</sup>, согласно которой главными приоритетами являются:

- Энергетическая безопасность, солидарность, доверие;
- Полностью интегрированный европейский энергетический рынок;
- Энергоэффективность, способствующая снижению спроса;
- Декарбонизация экономики;
- Исследования, инновации и конкурентоспособность.

В соответствии со Стратегией Энергетического Союза, для обеспечения «энергетической безопасности», в т.ч. снижения уязвимости ЕС от внешних энергетических шоков и снижения зависимости от импорта, важнейшим инструментом является стимулирование внутреннего производства энергии, главным образом, ВИЭ. Стратегия ссылается на принятые в ЕС обязательные цели по доле ВИЭ в структуре энергетического микса: доля ВИЭ должна достичь 20% к 2020 г., и как минимум 27% к 2030 г. (для сравнения в 2005 г. доля составляла 9,0%<sup>36</sup>). Для достижения амбициозных целей ЕС «стать номером один в ВИЭ»<sup>37</sup>, учитывая высокие издержки данных технологий (см. раздел «Фактор прибыльности: уровень затрат»), а также необходимость адаптации энергетической системы к их внедрению, ЕС использует широкий набор механизмов поддержки, при этом ежегодный объем субсидирования ВИЭ достигает десятков млрд. евро (рис. 7). В результате, беспрецедентный объем инвестиций и регулирование ЕС фактически выводят ВИЭ из-под экономической конкуренции с другими видами топлива, в т.ч. с природным газом.



**Рисунок 7. Объем субсидирования энергетики ЕС по видам технологий.**

Источник: CEER (2017), ECOFYS (2014).

Декларируемые ЕС цели по сокращению выбросов парниковых газов и его меры, направленные на удержание глобального потепления в соответствии «Парижским соглашением»<sup>38</sup> по климату, стали обоснованием масштабного субсидирования ВИЭ в ЕС,

<sup>9</sup> Европейский Парламент (2015)

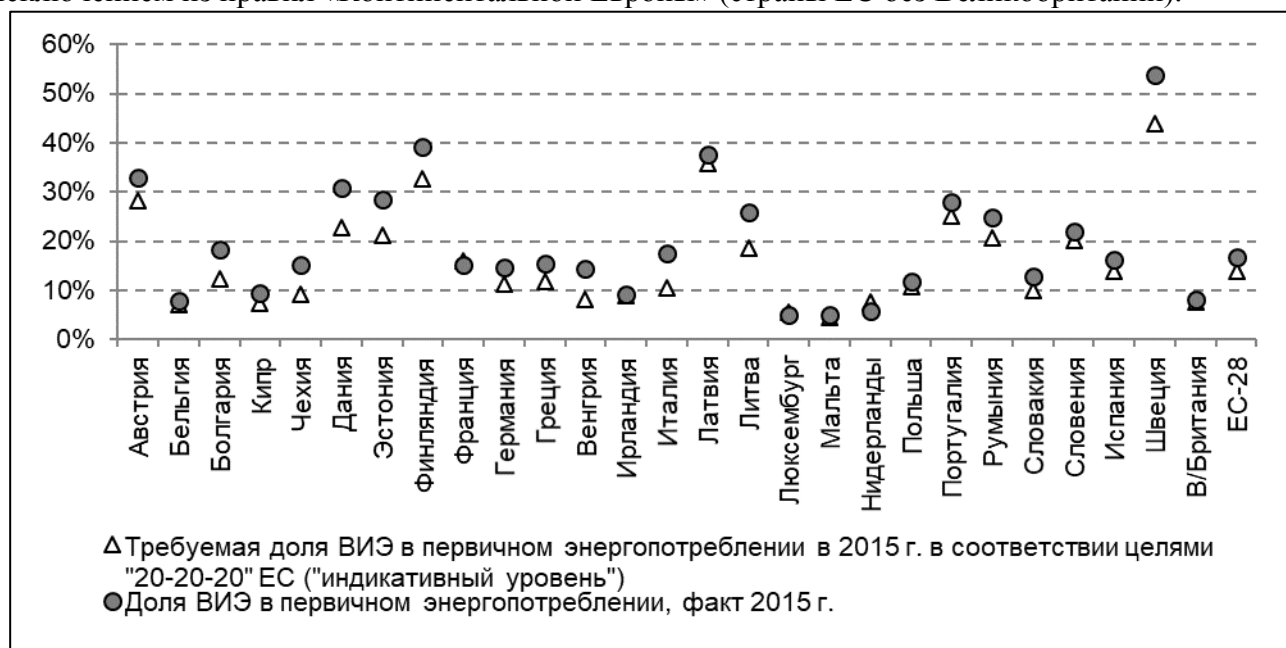
<sup>11</sup> Евростат

<sup>12</sup> Европейский Парламент (2015)

<sup>13</sup> Организация Объединенных Наций (2015)

однако, принимая во внимание недостаточный прогресс<sup>39</sup> по сокращению выбросов  $\text{CO}_2$  на фоне перевыполнения странами ЕС обязательств по внедрению ВИЭ (рис. 8), можно сделать вывод, что главной задачей ЕС является снижение импортозависимости от поставок ископаемого топлива, а сокращение выбросов является второстепенной задачей. Данное утверждение подтверждается снижением потребления газа, как наиболее экологически чистого ископаемого вида топлива, в секторе электрогенерации с 191,2 млрд. куб. м в 2008 г. до 115,4 млрд. куб. м в 2014 г. (рис. 1) на фоне высокого объема потребления «грязного», но более дешёвого (в рассматриваемом периоде) угля.

Последующее восстановление потребления газа (с 2015 г.) объясняется благоприятной ценовой конъюнктурой: рост цен на уголь и снижение цен на газ. При этом политика Великобритании, которая привела к почти полному отказу от использования угля в секторе электрогенерации и способствовала росту потребления природного газа, является исключением из правил «Континентальной Европы» (страны ЕС без Великобритании).



**Рисунок. 8. Достижение целей ЕС по доле ВИЭ в энергетическом миксе.**

Источник: Европейский Парламент (2009), Евростат.

Таким образом, фактор климатической политики ЕС, который должен был бы играть в пользу потребления природного газа в части конкуренции с другими ископаемыми видами топлива (в первую очередь с углём), фактически действовал нейтрально (за исключением Великобритании) на привлекательность газа, оставляя уровень его потребления во власти ценовой конъюнктуры на рынках ископаемых видов топлива. С другой стороны, «климатический» фактор стал основой для введения в эксплуатацию субсидируемых ВИЭ и отбора «зеленой» электроэнергии в сеть, высокие издержки которых не стали ограничением для их использования.

Однако, в 2017 г. произошло существенное усиление европейской политики, направленной против использования угля. Так, в апреле 2017 г. Ассоциация участников электроэнергетического сектора Европы (EURELECTRIC) обязалась<sup>40</sup> прекратить инвестировать в новые угольные<sup>41</sup> станции к 2020 г. и достичь электроэнергетической

<sup>39</sup> Согласно организации Environmental Progress, с 2009 г. по 2016 г. Германия демонстрировала рост объемов выбросов парниковых газов; Германия – лидер по объему установленной мощности ВИЭ в ЕС

<sup>40</sup> EURELECTRIC (2017)

<sup>41</sup> Данное условие не было поддержано польскими и греческими участниками ассоциации

отраслью Европы «углеродно-нейтрального» статуса к 2050 г. На конференции ООН по изменению климата в ноябре 2017 г. 25 стран мира, включая 10 стран ЕС и Швейцарию, образовали альянс<sup>42</sup>, обязующийся прекратить использования угля к 2030 г. Данный альянс планирует увеличить число своих сторонников в двое к следующей конференции ООН по климату.

Важно отметить, описанные решения были приняты на фоне значительно подорожавшего с 2016 г. угля и снизившихся цен на природный газ, в то же время принятые обязательства произошли на уровне ассоциации компаний электроэнергетического рынка Европы (EURELECTRIC) и на уровне отдельных стран ЕС, и пока ещё не на уровне ЕК. При этом отказ от угля сопровождается условием об «углеродно-нейтральном» статусе Европы к 2050 г., что говорит об увязке отказа от угля с последующим отказом от других ископаемых видов топлива (либо соответствующей модернизацией их технологий), что в долгосрочной перспективе не даёт преимуществ природному газу над углём.

### **Выводы**

На конкурентоспособность природного газа в секторе производства электричества ЕС оказывает влияние множество факторов, отражающих межтопливную конкуренцию, взаимосвязь различных энергетических и географических рынков, их регулирование, уровень развития технологий и др.

Уровень прибыльности электростанций является важнейшим экономическим фактором конкурентоспособности. Широко используемая для оценки полных удельных затрат модель LCOE имеет ряд недостатков: для оценки LCOE газовых станций необходимо учитывать долгосрочную постоянную цену на топливо и постоянность других факторов. Принимая во внимание высокую волатильность цен на природный газ, оценки LCOE чувствительны к их уровням. Учитывая средние цены за 2017 г., газовые электростанции имеют самые низкие LCOE по сравнению с другими технологиями генерации электричества в ЕС.

Климатическая политика ЕС и регулирование обеспечили беспрецедентную поддержку ВИЭ, в результате, ВИЭ фактически выведены из-под экономической конкуренции с другими видами топлива, в т.ч. с природным газом. «Климатический» фактор, который должен был бы играть в пользу потребления природного газа, как самого чистого ископаемого вида топлива, в части конкуренции с другими ископаемыми видами топлива (в первую очередь с углём) не даёт ему преимуществ (за исключением рынка Великобритании). Это объясняется стремлением ЕС в первую очередь увеличить внутреннее производство (или добычу) энергии, преимущественно ВИЭ, и снизить импортозависимость, поэтому сокращение выбросов является второстепенной задачей. В результате, природный газ испытывает давление со стороны ВИЭ, имеющих регуляторную поддержку, и конкурирует по издержкам с углём.

В среднесрочной перспективе постепенный отказ от угольной генерации и необходимость использования гибкого источника энергии, способного балансировать объём поставки электричества в сеть, в дополнении к растущей прерывистой генерации из ВИЭ будет способствовать росту конкурентоспособности и привлекательности газа. Однако отказ ЕС от использования угля увязан с последующим отказом от других ископаемых видов топлива, что в долгосрочной перспективе не даёт преимуществ природному газу над углём. Планируемое достижение ЕС «углеродно-нейтрального» статуса к 2050 г. потребует трансформации технологий добычи природного газа и производства электричества с его использованием.

---

<sup>42</sup> Организация Объединённых Наций (2017)

### **Список используемой литературы:**

1. Европейская Комиссия (European Commission): (2016), EU Reference Scenario-2016. [https://ec.europa.eu/commission/index\\_en](https://ec.europa.eu/commission/index_en)
2. Европейский Парламент (European Parliament):(2015), A framework strategy for a resilient energy union with a forward-looking climate change policy (COM (2015) 80 final of 25 February 2015) (2009), Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending
3. Европейский Центральный Банк (European Central Bank): <http://www.ecb.europa.eu>
4. Евростат (Eurostat): <http://ec.europa.eu/eurostat>
5. МЭА (Международное Энергетическое Агентство, International Energy Agency):
  - a. (2006), WorldEnergyOutlook-2006, Paris
  - b. (2007), WorldEnergyOutlook-2007, Paris
  - c. (2008), WorldEnergyOutlook-2008, Paris
  - d. (2009), WorldEnergyOutlook-2009, Paris
  - e. (2010), WorldEnergyOutlook-2010, Paris
  - f. (2011), WorldEnergyOutlook-2011, Paris
  - g. (2012), WorldEnergyOutlook-2012, Paris
  - h. (2015), Projected Costs of Generating Electricity-2015, Paris
  - i. (2016), WorldEnergyOutlook-2016, Paris
6. Международный Валютный Фонд (International Monetary Fund): <http://www.imf.org>
7. Министерство энергетики и изменения климата Великобритании (Department of Energy & Climate Change): <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
8. Организация Объединенных Наций (ООН): (2015), «Парижское соглашение», [http://unfccc.int/paris\\_agreement/items/9485.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php). 2017), More than 20 Countries Launch Global Alliance to Phase Out Coal,<https://cop23.unfccc.int/news/more-than-20-countries-launch-global-alliance-to-phase-out-coal>
9. CEER (Council of European Energy Regulators): 2017), Status Review of Renewable Support Schemes in Europe
10. CME Group: <http://www.cmegroup.com>
11. ECOFYS: (2014), Subsidies and costs of EU energy
12. Environmental Progress Organisation: <http://environmentalprogress.org/>
13. EURELECTRIC (Ассоциация участников электроэнергетического сектора Европы): (2017), European Electricity Sector gears up for the Energy Transition, [http://www.eurelectric.org/media/318380/eurelectric\\_statement\\_on\\_the\\_energy\\_transition\\_2-2017-030-0250-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/318380/eurelectric_statement_on_the_energy_transition_2-2017-030-0250-01-e.pdf)
14. Investing.com:- <http://www.investing.com>

## **«Гибридный» рынок природного газа как результат международной экономической интеграции**

### **1. Природный газ в условиях международной экономической интеграции.**

Мы живем в эпоху международной экономической интеграции, развивающихся на региональном и глобальном уровнях. Сегодня большинство стран участвует в одном или нескольких интеграционных союзах. Каждый из них имеет разные предпосылки и стартовые условия, цели и глубину интеграции. Они отличаются по своему формату, активности, соотношению регионализации и глобализации.

Интеграционные процессы развиваются противоречиво. Периоды воодушевления сменяются апатией. Интеграционные группировки пополняются новыми членами и теряют своих членов. На разных этапах экономических и политических циклов каждая из стран формирует собственное видение баланса преимуществ и потерь от своего участия в интеграционном союзе, часто при этом руководствуясь краткосрочными электоральными целями. Кроме того, региональная экономическая интеграция, построенная на принципе защиты внутреннего рыночного пространства от конкуренции с участниками из третьих стран, входит в конфликт с глобальной экономической интеграцией, устраняющей неравенство между любыми рыночными контрагентами, независимо от их принадлежности к конкретной интеграционной группировке.

В орбиту международной экономической интеграции все больше вовлекаются рынки природного газа, которые переживают кардинальные фундаментальные и институциональные трансформации. По сравнению с другими энергоресурсами, газ обладает несравнимо большим интеграционным потенциалом. Ни нефть, ни уголь не транспортируются по столь протяженной сетевой инфраструктуре, которая жестко интегрирована от скважины до горелки. В отличие от электроэнергии, газ может транспортироваться без потерь на значительные расстояния, охватывая территории государств и целых континентов. Не случайно крупнейшие региональные экономические союзы рассматривают интеграцию рынков природного газа в качестве одного из наиболее важных вопросов их совместной интеграционной повестки. При этом практика не демонстрирует столь масштабных проектов по интеграции рынков нефти или угля. А интеграционные инициативы в сфере электроэнергетики обычно реализуются на уровне субрегионов.

В ряде стран газ является стержнем экономической интеграции. В первую очередь, это относится к Европе, где идет построение единого рынка газа, в либеральном формате и на основе открытого регионализма.

Сотрудничество в газовой сфере играет существенную роль во внешнеэкономической деятельности «Общего рынка стран Южного конуса» (МЕРКОСУР), где интеграция строится в регулируемом формате, на основе комплементарности газовых ресурсов и в рамках формирования Таможенного союза.

Несколько меньше глубина интеграции, развивающейся на основе Североамериканского соглашения о свободной торговле (НАФТА). Здесь создана зона свободной торговли (ЗСТ), и где в либеральном формате, реализуется оптимизация газоснабжения и оптимизация издержек

Значительный интеграционный потенциал рынков газа имеется в Азиатском регионе (АТЭС). Здесь интеграционные процессы идут сложнее и отличаются своей спецификой. Причиной тому – более позднее обращение к газу, недостаток ресурсной базы, огромные расстояния и отсутствие инфраструктуры. Свою роль также играют политические конфликты, поддерживающие высокий градус напряженности в регионе.

И, наконец, Евразийский экономический союз (ЕАЭС) является самым молодым из всех перечисленных выше интеграционных группировок. Он несколько позже встал на рельсы международной газовой интеграции, но изначально поставил перед собой максимальные цели – создание Общего рынка природного газа уже к 2025-му г. Принятая Концепция рынка газа ЕАЭС ставит во главу угла реализацию ресурсного потенциала евразийских стран при этом не определяет формат интеграции.

Хотя эти группировки отличаются друг от друга, проектируют различную глубину интеграции, их объединяет общее – стремление минимизировать риски, обеспечить энергетическую безопасность и эффективность газоснабжения.

Кнобель выделяет два мотива участников любого преференциального торгового соглашения. Созидательный предполагает устранение экономических барьеров между странами высвобождение, то есть фактически создание, ресурсов, не производившихся ранее, которые распределяются между участниками интеграционного объединения, увеличивая тем самым его конкурентоспособность и сокращая невосполнимые потери совокупного общественного благосостояния. Перераспределительный мотив имеется тогда, когда участники ожидают от интеграции перераспределения ресурсов в свою пользу. Интеграционные объединения, основанные на мотивации второго типа, способны расширяться и вовлекать новых участников быстрее, чем основанные на мотивации первого типа, поскольку могут предлагать им конкретную финансовую выгоду уже в краткосрочной перспективе. Однако суммарная конкурентоспособность соглашений такого типа растет значительно медленнее (или вообще не растет), чем соглашений первого типа.<sup>43</sup>

Согласно экономической теории, интеграция рынков природного газа осуществляется на двух уровнях (плоскостях): физическом и институциональном. На первом – происходит интернационализация деловой активности, включающая долгосрочную трансграничную поставку газа, создание газотранспортной инфраструктуры, соединяющей национальные рынки газа, обуславливающей их взаимозависимость и сращивание в специфический межнациональный «гибридный» рынок. На втором уровне – происходит конвергенция институциональных характеристик интегрирующихся рынков через совместные регулирующие (либо координирующие) органы, гармонизацию моделей ценообразования и выравнивание значений самих цен, а также правил и стандартов функционирования рынков.

Для интеграции рынков природного газа характерны два измерения: интернационализация и универсализация. Первая представляет собой формирование и поддержание устойчивых транснациональных производственно-стоимостных цепочек, механизмами которых служит торговый и инвестиционный взаимообмен. Она легко просчитывается в абсолютных и относительных величинах по таким критериям, как объем и динамика взаимных поставок; степень физической интеграции инфраструктуры; соотношение таможенных барьеров между странами группировки и третьими странами; объем и динамика взаимных инвестиций; наличие совместных предприятий, а также совместных координирующих и регулирующих органов, ответственных мониторинг, анализ процесса интеграции и управление им.

В общем виде матрица измерений международной интеграции рынков природного газа в различных плоскостях (уровнях), а также их содержательное наполнение приводятся в таблице на рисунке 1.

---

<sup>43</sup> А. Кнобель, Евразийский экономический союз: перспективы развития и возможные препятствия, Вопросы экономики. 2015. № 3. С. 87—108.

		Измерения интеграции мировых рынков природного газа	
		Интернационализация	Универсализация
Плоскости (уровни) интеграции	Физическая	<i>Динамика деловой активности в условиях снижения / устранения барьеров</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Взаимная торговля газом</li> <li>Интегрированность ГТС (нетто-перетоки)</li> <li>Взаимные инвестиции (производственные цепочки, совместные проекты, трансфер технологий, ТНК, СП)</li> </ul>	<i>Мультипликация сегментов рынка</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Внутренний / внешний / «гибридный»</li> <li>Долгосрочный / краткосрочный</li> <li>Физической / виртуальной поставки</li> <li>Физических / коммерческих услуг гибкости</li> <li>Конвергенция рынков газа / электроэнергии</li> </ul>
	Институциональная	<i>Создание совместных органов и эволюция их компетенций:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Межнациональные консультативные</li> <li>Межнациональные координирующие</li> <li>Наднациональные регуляторные</li> </ul>	<i>Конвергенция цен и гармонизация правил, в т.ч.</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Субъектный состав рынков</li> <li>Механизмы торговли</li> <li>Контрактные структуры</li> <li>Механизмы ценообразования</li> <li>Методики тарифов на транспорт газа</li> <li>Доступ к активам, ГТС и потребителям</li> <li>Регулирование экспорта в третьи страны</li> <li>Требования по качеству газа и услуг</li> </ul>

**Рисунок 1. Матрица измерений международной интеграции рынков природного газа.**

Источник: составлено автором

Универсализация – в широком смысле – есть оптимизация деятельности посредством расширения функций и придания объекту свойств универсальности. Применительно интеграции газовых рынков универсализацию можно определить, как процесс диверсификации функциональности рынков и гармонизации принципов и стандартов их функционирования, имеющий целью создание единого интегрированного экономического пространства. Универсализация содействует устранению дискриминации между хозяйственными единицами, принадлежащими к различным национальным государствам и созданию единого интегрированного экономического пространства. Универсализация, в отличие от интернационализации, не всегда поддается количественной оценке. Здесь нужен качественный анализ.

Универсализация рынков газа в Евросоюзе обусловлена достаточно сильной централизацией принятия решений. Она развивается в режиме ex-ante, предполагающем наличие обширной и гармонизированной нормативной базы, на основе которой строятся коммерческие отношения.

Одним из ключевых элементов универсализации европейского рынка газа является кодификация. В формате Сетевых кодексов осуществляется гармонизация норм и правил, поддерживающих интеграционный процесс. Их концептуальной, информационной и методологической основой служат Рамочные руководящие методики (Framework guideline), разрабатываемые при координирующей роли Агентства регуляторов в энергетике (ACER). Обеспечение единообразия норм и правил через кодификацию позволит существенно снизить транзакционные издержки участников рынка, устранить сохраняющиеся препятствия на пути движения газа к потребителю, диверсифицировать источники поставки и возможности выбора оптимальных цен, в пределах зональных оптовых рынков газа. Действие сетевых кодексов распространяется не только на государства-члены ЕС, но и на более широкий круг стран, в т.ч. входящих в Энергетическое сообщество.

Нельзя не согласиться с Мельниковой и другими авторами, в том, что «разработка и последовательное внедрение сетевых кодексов позволяют повысить эффективность

использования внутренних и трансграничных сетей и пунктов соединения, став технической основой интеграционных процессов и стирания национальных границ и стандартов для газовых потоков, их гармонизации и унификации до панъевропейского уровня с целью конечного построения единого открытого рынка газа в ЕС».<sup>44</sup>

Интернационализация рынков газа Евросоюза имеет подчиненное по сравнению с универсализацией значение. Поэтому интеграционные процессы в ЕС развиваются по линии «сверху - вниз», то есть от взаимодействия на макроуровне (между государствами) к сотрудничеству на микроуровне (между корпорациями).

В Северной Америке принят иной подход. Главным фактором развития интеграции служит интернационализация хозяйственной деятельности, стимулирующая процессы универсализации на неформальном уровне в режиме *ex-post*, когда бизнес процессы строятся, главным образом, на общих нормах гражданского и коммерческого права, а также деловых обычаев. Здесь отсутствует формальная гармонизация норм, правил и стандартов. Участники коммерческого оборота строят отношения на договорной основе. Лишь нарушения этих договоров служат основанием для последующего арбитражного разбирательства, результаты которого служат прецедентом, формирующим правила поведения участников рынка. Универсализация в режиме *ex-post* является результатом конкуренции юрисдикций и бизнес-практик в пространствах, на которые не распространяется действие актов национальных (либо наднациональных) регулирующих органов, где частные (контрактные) правила являются субститутом формальных норм. Поэтому интеграционные процессы в НАФТА, в отличие от ЕС, развиваются по линии «снизу – вверх», то есть от сотрудничества микроуровне (между корпорациями) к взаимодействию на макроуровне (между государствами).

МЕРКОСУР не демонстрирует преобладающего интеграционного фактора. Скорее всего это будет подход *ex-ante*, хотя ярко выраженная асимметрия между рынками газа стран-членов в сочетании со слабостью нормативной базы, а также недостатком политического взаимодействия, пока не позволяют данному интеграционному объединению достигнуть изначально поставленных целей.

Интернационализация, будучи объективным процессом развития мировой экономики, предшествует универсализации, и, по мере своего развития, делает универсализацию востребованной. Достигнув определенного уровня развития, универсализация уже со своей стороны способствует активизации процессов интернационализации.

Аналогичным образом взаимосвязаны плоскости физической и институциональной интеграции. Углубление физической интеграции требует наличия эффективных институциональных рамок. Достижение высокой степени институциональной интеграции, в свою очередь, стимулирует дальнейший прогресс физической интеграции.

Подтверждают этот концепт не только приведенные выше интеграционные процессы в Европе и Америке, но и в Азии, где газ не присутствует в формальных интеграционных повестках. Здесь газовая интеграция здесь находится в зачаточном состоянии. Она развивается преимущественно на базе интернационализации деловой активности и не выходит на институциональный уровень, т.е. неформальная интеграция опережает формальную.

Высокие требования ЕС по гармонизации правил и практик, оборачивается нежелательными эффектами для стран со слабой экономикой, которые не всегда подготовлены к единообразию. ЕС реализует программы по «догоняющему» развитию отдельных стран и регионов». НАФТА, имеющая еще большие рыночные диспропорции,

---

<sup>44</sup>Мельникова С., Геллер Е. и др., Газовый рынок ЕС: эпоха реформ, ИНЭИ РАН-НИУ ВШЭ, М., 2016 – 100 с. // [https://www.eriras.ru/files/gazovyy\\_rynok\\_es\\_-\\_epokha\\_reform.pdf](https://www.eriras.ru/files/gazovyy_rynok_es_-_epokha_reform.pdf)



использует более гибкий механизм: она развивается в двустороннем формате «США – Канада» и «США-Мексика» без применения «догоняющих» механизмов.

## **2. «Гибридный» рынок природного газа: понятие и генезис.**

В условиях международной интеграции формируется два торгово-экономических пространства, в которых осуществляется коммерциализация газа. Это – *внутреннее* пространство, объединяющее рынки интегрирующихся стран, и *внешний* контур сотрудничества со странами, не входящими в периметр интеграции. Их отличают принципы функционирования, регулирования и конкуренции. Во внутреннем пространстве отношения между агентами рынка строятся на основе национальных и наднациональных правил и регламентов, предусматривающих устранение ограничений и либерализацию торгово-экономического режима. Внешний контур газовой интеграционной повестки, напротив, включает набор протекционистских и дискриминационных мер, применяемых в отношении стран, либо хозяйствующих субъектов, находящихся вне периметра соответствующего интеграционного объединения. Это коллективная стратегия стран-членов по укреплению внешней интеграционной границы и защиты своих внутренних рынков от конкуренции со стороны участников рынка, находящихся за пределами интеграционной группировки. То есть они находятся в своего рода дискриминационных условиях, которые ограничивают им доступ к рынкам и потребителям стран интеграционного союза.

С развитием международной интеграции трансграничная торговля газом внутри экономических блоков реализуется на основе скоординированных национальных норм, либо наднациональных регуляторных актов. Происходит своего рода конвергенция прежде практически не пересекающихся внутреннего и внешнего сегментов рынка.

Так, в рамках зоны свободной торговли и таможенного союза снижаются и затем устраняются тарифные барьеры и ограничения для трансграничной поставки, координация экспортно-импортных сделок, прежде всего по срокам и объемам, с межправительственного уровня опускается на корпоративный. При этом до определенной степени происходит взаимная гармонизация стандартов и регуляторных практик стран-участников интеграционной группировки. Это еще не единое экономическое пространство, а своеобразный третий, «гибридный» (совместный), сегмент рынка, где сделки сохраняют свой внешнеторговый статус, но совершаются по облегченным правилам интеграционного союза, отличающимися от требований торгового оборота с третьими странами.

В связи с этим границы внутреннего и внешнего рынков размываются, они теряют характерную для них прежде «непроницаемость». На этом стыке международного и национального рынков газа формируется своеобразный «гибридный» рынок. Его особенность – двойное подчинение – национальным и международным институтам, и облегченные для компаний-резидентов правила трансграничных сделок.

Этот процесс ускоряется и набирает силу при переходе интеграции в фазу формирования общего рынка, в рамках которой создается однородная регуляторная среда. Здесь трансграничная поставка газа постепенно утрачивает статус экспорта и постепенно приобретает статус внутренней транзакции.

Таким образом, под «гибридным» рынком природного газа можно понимать систему отношений между продавцами и покупателями, возникающую в результате международной экономической интеграции, действующую в пространстве международного и национального рынков газа и в институциональной среде, объединяющей внутренние и международные правила.

Соотношение «национального» и «международного» зависит от глубины интеграции. При углублении интеграции гибридный рынок приобретает свойства национального, при ослаблении – черты международного.



**Рисунок 2. Экспорт природного газа внутри и вне интеграционных блоков vs. внутреннее потребление.**

Источник: составлено автором по материалам BP Statistics, Rogers H., Stern J.

Если обратиться к статистике, то можно увидеть, что доля природного газа реализуемого в рамках т.н. «гибридных» рынков составляет существенную величину (Рисунок 2). Их возникновение относится к началу 1990-х гг., когда впервые обозначились результаты интеграционных процессов в Европе и Северной Америке. Рынки росли в объемах, по мере создания новых международных экономических союзов и расширения межстрановой газовой торговли в традиционных интеграционных блоках. Это происходило за счет переноса в новое нормативно-правое поле потоков газа, прежде реализуемого в режиме экспорта в третьи страны. Сегодня в институциональной среде, объединяющей внутренние и международные правила, реализуются существенные объемы.

Если в 1991 объем мирового экспорта газа составлял примерно 500 млрд. куб. м, из них на долю СПГ приходилось 50 млрд. куб. (10 %), а «гибридных» рынков газа фактически не существовало, то в 2016 г., когда вся трансграничная торговля газом составила примерно 1100 млрд. куб. м, то из этого объема, как минимум 385 млрд. куб. м, или 35 %, не пересекали внешних границ интеграционных объединений. Они были реализованы внутри интеграционной группировки в режиме общего рынка, таможенного союза или зоны свободной торговли, т.к. «гибридного» рынка. Этот объем превысил, как поставку СПГ - 347 млрд. куб. м (32 %), так и поставку трубопроводного газа в страны, не входящие в одну интеграционную группировку, - 350 млрд. куб. м (32 %).<sup>45</sup> Для такого рода торговли газом в научной литературе даже возник термин «внутрирегиональная поставка»<sup>46</sup>.

### **3. Типы и характеристики функционирования «гибридных» рынков природного газа.**

В зависимости от фактической глубины интеграции конкретного экономического блока можно дифференцировать три типа «гибридного рынка» газа, различающиеся по содержанию и характеристикам функционирования (приводятся в таблице на Рисунке 3).

<sup>45</sup> BP Statistical Review of World Energy, June 2017 // [bp.com/statisticalreview](http://bp.com/statisticalreview)

<sup>46</sup> Rogers H., Stern J., "Challenges to JCC Pricing in Asian LNG Markets" Oxford Institute for Energy Studies NG-81, February 2014 // <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/NG-81.pdf>

	I тип	II тип	III тип
Глубина интеграции	Секторальное соглашение/ Партнерство/ Ассоциация	Зона свободной торговли / Таможенный союз	Общий рынок
Физическая интеграция	Техническая модернизация и трансфер технологий	Устранение барьеров и сопряжение моделей рынка	Конвергенция внутреннего и внешнего сегментов рынка
Институциональная интеграция	Институциональное развитие, поощрение инвестиций	Гармонизация правил и стандартов	Унификация доктрин, норм, моделей и коммерческих схем
Компетенция совместных органов	Консультативная	Координирующая	Регулирующая
Страны (союзы)	Алжир - ЕС	НАФТА, МЕРКОСУР, Канада-ЕС	ЕС, ЕАЭС

**Рисунок 3. «Гибридный рынок»: основные типы и их характеристики.**

Источник: составлено автором.

«Гибридные» рынки первого типа складываются на начальном этапе интеграции. Их нормативно-правовой базой служат Соглашения о стратегическом партнерстве и сотрудничестве, либо Соглашения об ассоциации, предусматривающие минимальные мероприятия по совершенствованию институциональных, законодательных и регуляторных основ интегрируемых рынков до уровня обеспечивающего, осуществление операционной деятельности национальных энергетических компаний. Такими соглашениями предусматривается взаимное поощрение инвестиций и сферы их приложения. Отдельно оговариваются условия технического трансфера направлений технической модернизации производственных активов. Так, Соглашение об ассоциации между Алжиром и Евросоюзом от 2003 г. ,помимо перечисленных мер, определяет направления партнерства в конкретных отраслях энергетического сотрудничества и адаптации алжирских нефтегазовых компаний к требованиям рыночной экономики и конкуренции. Созданные в соответствии с Соглашением двусторонние органы носят консультативный характер.

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

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

национальных, но и иностранных компаний. Создание общего рынка природного газа требует создания наднациональных органов, обладающих регулирующей компетенцией.<sup>47</sup>

#### **4. «Гибридный» рынок природного газа: вызовы для России.**

Россия обладает огромным газовым ресурсом, который должен рационально использоваться и оптимально монетизироваться. А монетизация – это не только продажи, объемы и выручка. Это еще ценность активов, капитализация компаний и другие мультипликативные эффекты, которые зависят от степени интегрированности страны в мировые интеграционные процессы.

Из всех интеграционных группировок, в рамках которых формируются «гибридные» рынки газа, для России наиболее важное значение имеет динамика газовой интеграции в Европе. Это главное направление сбыта для российского газа, от результативности которого зависит не только доходы бюджетов и эффективность работы газовой и отраслей народно-хозяйственного комплекса, но и позиционирование России как мировой энергетической державы.

Интеграция европейских рынков газа, реализуемая в рамках соответствующей целевой модели, создает большие неопределенности и риски для будущих поставок российского газа в Европу и ограничивает расширение взаимовыгодного сотрудничества в газовой сфере. Главным риском является снижение эффективности экспорта российского газа, в том числе, в результате

**1. низкой ценовой конъюнктуры** на газ в 2015 – 2016 гг. Она была результатом не только падения мировых цен на углеводороды (кстати, в Европе оно было более ощутимым на газ, чем на нефть и уголь), но и устранения барьеров на пути трансграничных потоков газа внутри ЕС, в том числе, через формирование рыночных зон вокруг ликвидных хабов, унификацию норм и правил транспортировки и коммерциализации газа;

**2. конвергенции цен на газ в Европе.** Под интегрированным рынком понимается такое состояние рынка, при котором цены одинаковых товаров, исключая транспортные издержки, стремятся к общей (единой) величине. Закон «единой цены» начинает проявляться в условиях «гибридного» рынка. Сегодня наблюдается сближение цен на газ на ведущих европейских хабах. В наибольшей степени оно характерно для стран Северо-западной Европы. Для Восточной Европы этот процесс пока замедлен, но с усилением интеграционных процессов он будет нарастать;

**3. ограниченного доступа** ПАО Газпром к «нижним» звеньям производственно-сбытовой цепочки. Традиционная маркетинговая стратегия ПАО Газпром ориентирована, главным образом, на реализацию газа на «рынке импортера», т.е. крупному контрагенту-импортеру, на основе долгосрочного договора с нефтепродуктовой ценовой привязкой. Однако вне досягаемости для этого газа остаются оптовый и розничный сегменты рынка, которые сегодня работают на краткосрочной основе. Они являются наиболее ликвидными и высоко маржинальными.

**4. риска переконтрактованности.** Совокупные твердые обязательства ПАО Газпром в рамках долгосрочных контрактов превышают реальные объемы потребления газа. Большинство из них заключались до начала кризиса 2008-2009 гг. и были сориентированы на излишне оптимистические прогнозы спроса. Срок действия большинства его долгосрочных экспортных контрактов превышает 20 лет и более. Некоторые из них заключены до 2042 г. В

---

<sup>47</sup>Еремин С.В. Конкуренция в условиях международной интеграции рынков природного газа // «Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции», Москва ИМЭМО РАН, 2017. - с.85-97

результате - поставщик вынужден нести расходы на обеспечение гибкости и поддержание готовности поставки максимальных контрактных объемов, которые, как показывает практика, не востребованы сегодняшним рынком;

**5. изменения интерфейса взаимодействия.** Если прежде главными (и единственными) контрагентами российской стороны выступали национальные правительства (по политическим и регуляторным аспектам) и вертикально-интегрированные компании (по коммерческим и оперативным), то сегодня - это наднациональные исполнительные и регуляторные органы Евросоюза (Еврокомиссия и ее Директораты по делам энергетики и антимонопольной политике и др.).

Вместе с тем, интеграция европейских рынков газа создает не только риски для действующей бизнес-модели экспорта российского газа, но и новые возможности повышения его доходности в случае адаптации России к новому бизнес-ландшафту. В их числе, возможность извлечения дополнительного дохода за счет более широкого доступа к «гибридным» рынкам, в первую очередь, к его внутренним оптовым и розничным сегментам. Это позволяет экспортеру перемещаться в даунстрим, искать дополнительную маржу путем увеличения объемов краткосрочных продаж и расширения номенклатуры предлагаемых продуктов на спотовых площадках, участия в газовом трейдинге и поставки газа конечному потребителю.

В этом контексте важным инструментом повышения эффективности поставок российского газа в ЕС мог бы стать биржевой экспорт газа. Его организация на базе Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи будет способствовать устранению конфликтности российских и европейских бизнес-моделей и деловых практик. Организация биржевого экспорта предполагает выход непосредственно на оптовые рынки стран ЕС, которые имеют наиболее низкую концентрацию поставщиков и где конкуренция с российским долгосрочным газом, реализуемым на «рынке импортеров», будет мало ощутимой. Биржевой экспорт как нельзя лучше позволит воспользоваться преимуществами европейской интеграции, прежде всего, - открытым и недискриминационным доступом к рынкам, газотранспортным системам и покупателям. Создание на территории России крупного международного газового хаба станет наилучшим ответом на вызовы конкурентного рынка ЕС. Биржевой экспорт позволит заполнить ту нишу европейского газового рынка, которая, в силу законодательства ЕС и текущей экспортной бизнес-модели, остается сегодня недостижимой для российского газа.

С учетом того, что Российская Федерация не входит в интеграционный периметр Евросоюза, не пользуется его преимуществами и наталкивается на ограничительные меры, составляющие внешний контур европейской интеграционной группировки, представляется целесообразным перевести двустороннее взаимодействие в газовой сфере в формальное русло. Речь идет о проработке, возможно, в рамках постоянно действующего «ЭнергодIALOGа Россия-ЕС», либо иного организационного формата, вопроса о заключении полномасштабного секторального соглашения Россия-ЕС по природному газу. Из всех внешних поставщиков сетевого газа в Европу только Россия не имеет подобного рода соглашения. Номинально действующее с 1997 г. Соглашения о партнерстве и сотрудничестве утратило свою актуальность, поскольку РФ перешла от государственной экономики к рыночной. Начатые в 2008 г. переговоры о заключении нового базового соглашения приостановлены. В 2009 г. Россия прекратила временное применение Договора к Энергетической хартии, а выдвинутая в том же году российская инициатива по созданию новой правовой базы международного сотрудничества в сфере энергетики не получила развития.

В результате (по состоянию на декабрь 2017 г.) единственной формальной (хотя окончательно не утвержденной) двусторонней договоренностью между Россией и ЕС является обмен нотами (письмами) между Директоратом по делам конкуренции Еврокомиссии (от апреля 2015 г.) и ПАО Газпром (от марта 2017 г.), состоявшийся в рамках антимонопольного расследования в отношении ПАО Газпром в связи с возможным злоупотреблением компанией своим доминирующим положением на рынках Центральной и Восточной Европы и установлением несправедливых цен. В данных документах российскому поставщику предписываются конкретные поведенческие условия. Те из них, которые он согласовал в своем ответном послании могут считаться формально принятыми обязательствами. Хотя в антимонопольном расследовании еще не поставлена точка, следует признать, что обмен нотами де-юре формирует юридическую базу отношений, которые должна опираться на соглашение более высокого уровня. В нем должны быть отражены наиболее актуальные вопросы совместной газовой повестки, такие как защита и поощрение инвестиций, планирование и осуществление инфраструктурных проектов, недискриминационный доступ к рынкам и потребителям, передача технологий, обмен производственными активами и т.п. Отсутствие такого соглашения усугубляет разрыв в уровне конкурентоспособности российских инвестиционных проектов в газовой сфере с проектами в третьих странах, влечет рост стоимости финансовых заимствований, рост издержек на добычу и транспортировку российского газа, а также ряд других негативных последствий, являющихся чувствительными для России, особенно в условиях введенных в отношении нее международных экономических санкций.

В интеграционном контексте Россия занимает двойственное положение. По отношению к рынкам Евросоюза она выступает внешним поставщиком и, соответственно, наталкивается на ограничительные меры ЕС по отношению к третьим странам. Но с другой стороны, она выступает консолидирующим ядром «молодой» евразийской газовой интеграции, ресурсный и технологический потенциал которой ставит ее вровень с другими экономическими союзами. Поэтому вопрос о том, встанет ли Россия на путь интеграции национального рынка газа в мировое экономическое пространство или предпочтет автономное развитие, оставаясь в парадигме двусторонней внешней торговли газом, остается открытым.

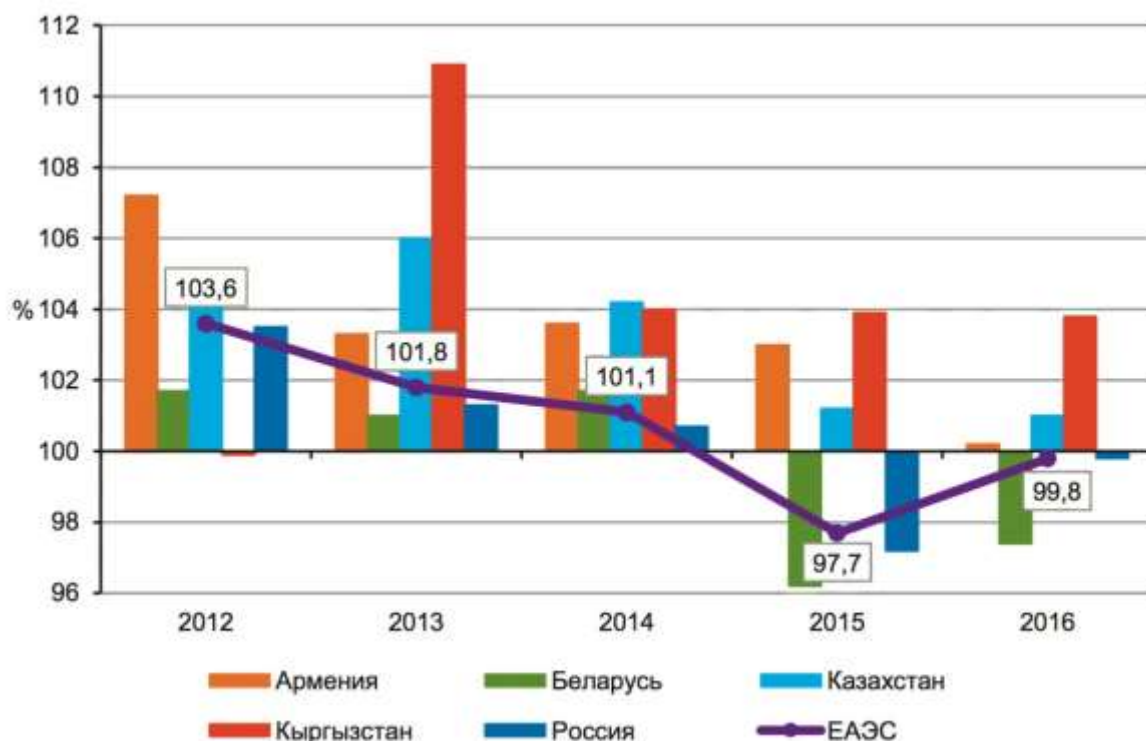
### **Список использованной литературы**

1. Кнобель А., Евразийский экономический союз: перспективы развития и возможные препятствия, Вопросы экономики. 2015. № 3. С. 87—108.
2. BP Statistical Review of World Energy, June 2017 // [bp.com/statisticalreview](http://bp.com/statisticalreview)
3. Мельникова С., Геллер Е., Митрова Т., Кулагин В., Газовый рынок ЕС: эпоха реформ, ИНЭИ РАН-НИУ ВШЭ, М., 2016 – 100 с. // [https://www.eriras.ru/files/gazovyy\\_rynok\\_es\\_-\\_epokha\\_reform.pdf](https://www.eriras.ru/files/gazovyy_rynok_es_-_epokha_reform.pdf)
4. Rogers H., Stern J., Challenges to JCC Pricing in Asian LNG Markets, Oxford Institute for Energy Studies NG-81, February 2014 // <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/NG-81.pdf>
5. Еремин С.В. Общий рынок газа Евразийского экономического союза: задачи, проблемы и альтернативы целевой модели // Раздел монографии «Современная экономическая интеграция и формирование единого энергетического пространства», ч. 2, ред. Е.А. Телегиной, ИЦ РГУНГ им. Губкина, М., 2017, с. 107-218
6. Еремин С.В. Конкуренция в условиях международной интеграции рынков природного газа // «Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции», Москва ИМЭМО РАН, 2017. - с. 85-97

## Перспективы и вызовы формирования общего рынка газа в ЕАЭС

1 января 2018 года с момента начала полноценной работы Евразийского экономического союза в составе России, Казахстана, Беларуси, Армении и Киргизии прошло ровно три года, что позволяет подвести некоторые итоги деятельности этого крупнейшего в мире по охвату территории интеграционного проекта.

По состоянию на начало 2018 года в рамках ЕАЭС функционирует Единое экономическое пространство (ЕЭП), реализован принцип свободы передвижения товаров, услуг, капитала и рабочей силы, а также действует Таможенный Союз. В пяти странах ЕАЭС проживает более 183 млн/ человек, и на долю объединения приходится около 4% мирового ВВП и промышленного производства. Кризис 2014 года, продолжавшийся несколько лет, вызвал спад ряда макроэкономических показателей в России и Беларуси. Вместе с тем, экономики Казахстана, Армении и Киргизии демонстрировали рост (рис. 1). По предварительным оценкам, в 2017 году ожидается рост базовых макроэкономических показателей во всех государствах ЕАЭС.



**Рисунок 1. Динамика индекса ВВП для государств ЕАЭС, % к предыдущему году, в постоянных ценах.**

Источник: Евразийский экономический союз в цифрах. Краткий статистический сборник // ЕЭК, Москва, 2017, с.54.

Энергетическая интеграция будет развиваться по трем ключевым направлениям. Целью энергетической интеграции ЕАЭС является создание общих рынков электроэнергии (к 2019 году), газа и нефти (к 2023-2025 гг.). Общие концептуальные решения, предварительные дорожные карты и целевое видение общих энергетических рынков ЕАЭС определены соответствующими Решениями Евразийской экономической комиссии. В настоящее время в научном и экспертном сообществах продолжается активная дискуссия о деталях и механизмах реализации поставленных целей. Учитывая тот факт, что совокупные



запасы сырьевых энергетических ресурсов государств ЕАЭС весьма значительны (табл. 1), а территория ЕАЭС огромна, формирование общих энергетических рынков представляется масштабной и комплексной задачей.

**Таблица 1.**

**Запасы энергетических ресурсов в странах ЕАЭС (по состоянию на 2016 год)**

Страна	Нефть, млрд тонн.	Природный газ, млрд куб. м	Уголь, млрд тонн	Уран, тыс. тонн
<b>Россия</b>	14,1	32,6	157,0	480
<b>Казахстан</b>	3,9	1,5	33,6	710
<b>Беларусь</b>	0,05	-	-	-
<b>Армения</b>	-	-	-	-
<b>Киргизия</b>	-	-	-	-
<b>Всего, % к мировым</b>	7,9	18,2	21,4	19,9

Источник: BP Statistical Review of world Energy 2017

Запасы энергетических ресурсов распределены по странам ЕАЭС неравномерно, большая их часть приходится на Россию. Масштабная добыча угля, нефти и газа ведется в Казахстане и России.

Топливо-энергетический комплекс играет крайне важную роль в экономике государств-участников ЕАЭС и продолжит играть ее и в обозримом будущем (в среднесрочной перспективе неизбежно, в долгосрочной перспективе - с высокой вероятностью). Доля ТЭК в совокупном ВВП стран ЕАЭС составляет около 15%, в промышленном производстве – около 30%, в экспорте – более 50%.

Евразийской экономической комиссией в рамках развития интеграционных процессов в ЕАЭС поставлен ряд стратегических задач в энергетической отрасли, которые подразумевают формирование общих энергетических рынков в ближайшие годы. В частности, рынок природного газа должен быть сформирован не позднее 1 января 2025 года путем заключения и введения в действие соответствующего договора в рамках правовой системы ЕАЭС.<sup>48</sup> Однако уже на текущем этапе предварительной проработки возможных вариантов формирования общего рынка газа становятся очевидны комплексные вызовы и риски, которые возникают как для газовых компаний, так и для потребителей природного газа стран ЕАЭС. Одна часть этих вызовов и рисков связана с трансформацией международных газовых рынков, быстрыми и сложно прогнозируемыми процессами структурной перестройки мировой энергетики; другая часть является непосредственным следствием особенностей уклада рынков газа стран-участников ЕАЭС. Рассмотрим эти аспекты более подробно.

Евразийской экономической комиссией была проведена большая работа по разработке и принятию сначала Концепции формирования общего рынка газа (в 2016 году)<sup>49</sup>, а затем Программы формирования общего рынка газа. Согласно поставленным задачам по созданию общего рынка газа к 2025 году договор стран ЕАЭС (России, Белоруссии, Казахстана, Армении и Киргизии) об общем рынке газа, который станет частью наднационального законодательства, должен быть подписан в 2024 году. Принятая программа формирования общего рынка газа определяет основных участников общего рынка

<sup>48</sup> Согласно Рабочему плану разработки актов и международных договоров в соответствии с Договором о Евразийской экономической комиссии от 29 мая 2014 года, утвержденному Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 16 июля 2014 года № 58

<sup>49</sup> Концепция формирования общего рынка газа ЕАЭС, утв. Решением Высшего Евразийского экономического совета от 31 мая 2016 г. № 7



газа, механизмы его функционирования и регулирования, и ставит в качестве основных целей обеспечение рыночного ценообразования, развитие конкуренции, применение правил недискриминационного доступа к ГТС, и так далее.<sup>50</sup> Однако при анализе основных показателей газовой отрасли стран ЕАЭС (табл. 2) становится очевидно, что реализация принятой программы формирования общего рынка газа ЕАЭС столкнется с определенными трудностями.

**Таблица 2.**

**Основные показатели газовой отрасли стран ЕАЭС в 2016 г.**

Показатель	Армения	Беларусь	Казахстан	Киргизия	Россия
Запасы газа, млрд. куб. м	-	3	1 500	6	49 500
Добыча газа, млрд. куб. м	-	0,2	33,9	0,03	642
Экспорт газа, млрд. куб. м	-	-	9,5	-	207,5
Импорт газа, млрд. куб. м	2,3	18,6	1,1	0,2	22
Потребление газа, млрд. куб. м	2,3	18,8	13,1	0,2	447
Магистральные газопроводы, тыс. км	1,7	7,9	14,9	0,7	175

Источник: составлено по данным Департамента статистики ЕЭК, ПАО «Газпром».

Объем взаимной торговли газом в ЕАЭС в 2016 г. составил 39,6 млрд куб. м, из которых 15,0 млрд куб. м пришлось на экспорт газа из Казахстана в Россию, 0,2 млрд куб. м – на экспорт газа из России в Киргизию, 1,9 млрд куб. м – из России в Армению, 3,9 млрд куб. м – из России в Казахстан, 18,6 млрд куб. м – из России в Беларусь. Объем взаимной торговли газом между странами ЕАЭС составляет около 7% внутреннего потребления газа в России. На долю России приходится 96% запасов газа, 95% добычи газа и 93% потребления газа в ЕАЭС по итогам 2016 г.<sup>51</sup> По нашей оценке, аналогичные показатели по итогам 2017 г. не изменятся значительно ни в большую, ни в меньшую сторону.

Очевидно, что рынки газа стран ЕАЭС между собой несопоставимы. Значительными запасами газа, развитой добычей и газотранспортной системой обладает только Россия, а также, в меньших масштабах, Казахстан. При этом взаимная торговля природным газом в ЕАЭС сводится в основном к снабжению российским газом Белоруссии и Армении, а также обменным поставкам с Казахстаном. Текущее состояние рынков газа стран ЕАЭС оставляет относительно мало пространства для формирования полноценного общего рынка природного газа.

С точки зрения либерализации и формирования конкурентной среды некоторые предпосылки имеются, опять же, только на российском рынке, который, по очевидным причинам, является наиболее развитым. В Казахстане единственной конкурентной частью отрасли является добыча природного газа, в которой, кстати говоря, достаточно велика роль иностранных инвестиций (в основном, международных консорциумов в проектах, ориентированных на экспорт в Китай). В Армении, Беларуси и Киргизии в области ГТС и ПХГ, ГРС и сбыта функционируют естественные монополии, представленные дочерними

<sup>50</sup> ЕЭК подготовила проект программы формирования общего рынка газа ЕАЭС // Новости ЕЭК, 26.01.2017 [Электронный ресурс] URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/26-01-2017-1.aspx>

<sup>51</sup> Евразийский экономический союз в цифрах: краткий статистический сборник. ЕЭК, Москва: 2017, сс. 83-93, 144-150.

обществами ПАО «Газпром», в Казахстане эту функцию выполняет дочерняя компания АО НК «КазМунайГаз» - АО «КазТрансГаз» (таблица 3).

**Таблица 3.**

**Сравнительная характеристика рынков газа стран ЕАЭС**

Сектор	Армения	Беларусь	Казахстан	Киргизия	Россия
<b>Добыча</b>	Нет добычи	Нет добычи*	Конкурентная часть отрасли, локальная монополизация	ОсООО «Газпром Кыргызстан» - единственный оператор	Потенциально конкурентная часть отрасли, доля ПАО «Газпром» около 70%
<b>ГТС и ПХГ</b>	ЗАО «Газпром Армения» - единственный владелец и оператор	ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» - единственный владелец и оператор	АО «КазТрансГаз» - единственный владелец и оператор	ОсООО «Газпром Кыргызстан» - единственный владелец и оператор	ПАО «Газпром» - единственный владелец и оператор
<b>ГРС</b>	ЗАО «Газпром Армения» - единственный владелец и оператор	ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» - единственный владелец и оператор	АО «КазТрансГаз» - единственный владелец и оператор	ОсООО «Газпром Кыргызстан» - единственный владелец и оператор	Потенциально конкурентная часть отрасли, доминирующая роль ПАО «Газпром»
<b>Сбыт</b>	Монопольный поставщик, регулируемые цены, нет биржевой торговли	Монопольный поставщик, регулируемые цены, нет биржевой торговли	Несколько поставщиков, регулируемые цены, нет биржевой торговли	Монопольный поставщик, регулируемые цены, нет биржевой торговли	Потенциально конкурентная часть рынка, регулируемые и рыночные цены, биржевая торговля

Источник: ПАО «Газпром», а также В.Н. Павлова (Департамент энергетики ЕЭК), доклад "Перспективы формирования общего рынка газа ЕАЭС" // X Международная научная конференция «энергетика XXI века: экономика, политика, экология», СПб, 24.11.2017.

В таких условиях поставленная задача по формированию общего рынка природного газа ЕАЭС представляется весьма нетривиальной. Существуют и дополнительные факторы, осложняющие выполнение программы: самые важные из них – наличие долгосрочных действующих двусторонних договоров между государствами, касающихся транзита газа, реэкспорта и других взаимоотношений между контрагентами. Если же будет выбран путь их формальной реализации, это не приведет к реальной интеграции и не даст ожидаемого экономического эффекта.

В последние годы со стороны независимых производителей газа вновь звучат предложения о необходимости полной либерализации рынка газа в России и, затем, в странах ЕАЭС по принципу разделения отрасли на три ключевых сегмента (что в терминах Третьего энергопакета ЕС называется «unbundling»)<sup>52</sup>. Такой подход, в теории, безусловно, эффективен для создания либерализованного и конкурентного рынка, однако полная либерализация по такой схеме в России и других странах ЕАЭС в текущих условиях представляется невозможной. Необходимо помнить, что ПАО «Газпром», хотя и обладает

<sup>52</sup> См. например: «Роснефть» хочет разделить «Газпром» и полностью лишить его экспортной монополии // Ведомости, 23.07.2015 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/07/23/601845-rosneft-hochet-razdelit-gazprom-i-polnostyu-lishit-ego-eksportnoi-monopolii>

экспортной монополией в РФ, несет колоссальную инвестиционную, технологическую и техническую нагрузку, связанную с обеспечением функций гарантирующего поставщика, поставщика социально значимым группам потребителей, а также оператора и балансирующего поставщика крупнейшей и сложнейшей в мире газотранспортной системы, общая протяженность которой превышает 175 тысяч километров, и в состав которой входит более двух десятков подземных хранилищ газа.<sup>53</sup> Любые попытки либерализации рынка путем вмешательства в деятельность ПАО «Газпром» с целью разделения корпорации приведут к возникновению неприемлемых для отрасли рисков. Самой серьезной группой рисков являются инфраструктурные риски, связанные с обеспечением надежности функционирования ЕСГ и обеспечения бесперебойности поставок как внутренним потребителям, так и на экспорт. Сегодня только ПАО «Газпром» обладает необходимыми технологическими, техническими, кадровыми и финансовыми ресурсами и возможностями для обеспечения гарантированно высокого уровня надежности функционирования и дальнейшего развития ЕСГ, а также реализации масштабных инвестиционных проектов в сфере добычи, транспортировки и переработки природного газа. Никакая группа независимых операторов не будет способна решать эти задачи с достаточной эффективностью.

Другая группа рисков связана с существенным повышением цен, которое неизбежно в случае подобной либерализации и приведет к нарушению сложившихся цепочек стоимости в газовой отрасли. Российские потребители объективно не готовы к подобным изменениям. Остается открытым вопрос, что будет с ценами не только для промышленных потребителей, но и для социально значимых потребителей, потому что существующие механизмы субсидирования поставок перестанут работать на либеральном рынке. При этом необходимо подчеркнуть, что ПАО «Газпром» обеспечивает снабжение газом населения по субсидируемым ценам, а также реализацию программы газификации регионов России, как и его дочерние организации в соответствующих странах ЕАЭС. С учетом всего вышеизложенного, создание рынка газа в рамках ЕАЭС по модели полной либерализации представляется нецелесообразным.

В этой связи мы полагаем рассматривать вопрос участия российских газовых компаний в формировании общего рынка газа стран ЕАЭС в контексте перспектив расширения деятельности данных компаний на пространстве Центральной Азии и Азиатско-тихоокеанского региона. Очевидно, что рынок ЕАЭС не является достаточно емким, чтобы оказывать влияние на мировые рынки природного газа в долгосрочной перспективе. Между тем, российским газовым компаниям необходимо успешно конкурировать на этих рынках. С другой стороны, организационная структура и интеграционная модель ЕАЭС в обладает значительно более высоким потенциалом энергетической интеграции, чем тот, который может быть реализован с имеющимся составом стран-участников. По нашему мнению, стратегическая цель должна состоять в том, чтобы российские энергетические компании способствовали постепенному вхождению в процесс энергетической интеграции более широкого числа стран Азии, которые либо обладают значительными запасами природного газа (Туркменистан, Иран), либо являются емкими рынками сбыта (Индия, Китай, Пакистан и др.). Реализация совместных проектов, расширение присутствия российских газовых компаний в данных государствах будет способствовать установлению понятных правил ценообразования на природный газ для всего евразийского пространства, формированию новых центров добычи и потребления природного газа, расширению потребления газа как экономически выгодного и экологически чистого топлива, обеспечению стабильности поставок и энергетической безопасности на континенте.

---

<sup>53</sup> О Газпроме – транспортировка газа. // Официальный сайт ПАО «Газпром». [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/>

### **Список используемой литературы:**

1. Евразийский экономический союз в цифрах. Краткий статистический сборник // ЕЭК, Москва, 2017, 204 с.
2. ЕЭК подвела итоги трехлетия ЕАЭС // Новости ЕЭК 25.12.2017. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/25-12-2017-1.aspx>
3. ЕЭК подготовила проект программы формирования общего рынка газа ЕАЭС // Новости ЕЭК, 26.01.2017 [Электронный ресурс] URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/26-01-2017-1.aspx>
4. Концепция формирования общего рынка газа ЕАЭС, утвержденная Решением Высшего Евразийского экономического совета от 31 мая 2016 г. № 7
5. О Газпроме – транспортировка газа. // Официальный сайт ПАО «Газпром». [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/>
6. Рабочий план разработки актов и международных договоров в соответствии с Договором о Евразийской экономической комиссии от 29 мая 2014 года, утвержденный Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 16 июля 2014 года № 58
7. Роснефть хочет разделить Газпром и полностью лишить его экспортной монополии // Ведомости, 23.07.2015 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/07/23/601845-rosneft-hochet-razdelit-gazprom-i-polnostyu-lishit-ego-eksportnoi-monopolii>
8. Саадат Асансеитова: «Евразийская интеграция стала реальным драйвером экономического роста, обеспечив в 2017 году оздоровление экономик стран ЕАЭС» // Новости ЕЭК. 25.09.2017. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/25-09-2017-1.aspx>
9. Статистика внешней и взаимной торговли товарами за январь-октябрь 2017 г. Публикация Департамента статистики ЕЭК от 20.12.2017 г. в соответствии с Программой статистических работ Евразийской экономической комиссии на 2017 год, утвержденной Распоряжением Коллегии Евразийской экономической комиссии от 6 декабря 2016 года №194
10. Таможенный кодекс ЕАЭС вступил в силу // Новости ЕЭК 25.12.2017. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/01-01-2018-1.aspx>
11. BP Statistical Review of world Energy 2017

# Джинсок Сун

## Бизнес модель и финансовое состояние американских СПГ проектов на примере CheniereEnergy

### Введение

Рост добычи природного газа, вызванный успешным развитием месторождений сланцевого газа в США с 2006 года, привел к падению цен на природный газ в стране. Разница в стоимости СПГ на внутреннем и международном рынках стала причиной возникновения предприятий по экспорту сжиженного газа, общие объемы которого в США составляют 67,1 млн. тонн в год, включая как объекты в эксплуатации, так и в стадии строительства, что составляет 26% от общего оборота СПГ за 2016 год<sup>54</sup>.

В условиях растущей конкуренции на международном рынке, американские предприятия по экспорту СПГ, впервые запущенные CheniereEnergy, работают по новой бизнес модели, отличной от аналогичных предприятий на мировом рынке. Долгосрочные контракты на покупку СПГ не имеют ограничений по региону поставки, а СПГ продается на основе FOB. Это служит эффективным рыночным инструментом для привлечения покупателей на мировом рынке, поскольку они могут перепродать СПГ, когда это является необходимым, или могут заработать больше. В результате, обеспечивает большую ликвидность на мировом рынке и ужесточает конкуренцию между продавцами.

Большая часть крупных экспортных проектов СПГ эксплуатируются международными энергетическими компаниями, такими как Shell, Exxon-Mobile, Total, Chevron. Тем не менее, компания CheniereEnergy, относительно скромная, по сравнению с другими существующими операторами СПГ, не в состоянии брать на себя большие ценовые риски с целью увеличения прибыли. Поэтому она стала использовать новый механизм ценообразования на СПГ для снижения собственных рисков. В основном операторы СПГ США являются скорее поставщиками услуг, а не экспортерами природного газа. Операторы предоставляют услуги по сжижению, а оффтейкеры СПГ ежегодно платят фиксированные платежи за пользование услугами терминалов. Ежегодные фиксированные платежи для операторов СПГ предназначены для покрытия капитальных и амортизационных расходов. Они могут окупить свои инвестиции и начать получать возврат инвестиций через определенный период времени, независимо от динамики цен на внутреннем и международном рынках природного газа.

С 1970-х гг. было принято, что цена долгосрочных контрактов на СПГ зависит от среднемесячной стоимости на импорт сырой нефти в Японию (JCS). В те годы в стране была актуальна проблема загрязнения воздуха, что явилось следствием сжигания на электростанциях сырой нефти с высоким содержанием серы. В качестве выхода из ситуации японские компании начали индексировать стоимость импортируемого СПГ с привязкой к сырой нефти с дисконтом для того, чтобы снизить использование нефти в электроэнергетике. В конечном счете, доля сырой нефти при производстве электроэнергии в Японии значительно уменьшилась<sup>55</sup>. Американские предприятия по производству СПГ пошли другим путем: они отвязали стоимость газа от сырой нефти, продавая газ по цене природного газа на внутреннем рынке с учетом капитальных / эксплуатационных расходов. Такое решение значительно укрепило финансовую стабильность американских СПГ проектов.

### Американская «бизнес-модель экспорта СПГ»

#### (1) Модель компании Cheniere Energy

<sup>54</sup> 2017 World LNG Report 2017, IGU.

<sup>55</sup> Energy Charter Secretariat, Putting a Price on Energy (2007), 189.

В США существует два типа бизнес-моделей по экспорту СПГ. В бизнес-модели компании CheniereEnergy цена долгосрочных контрактов на СПГ индексируется к HenryHub – главному узлу природного газа в штате Луизиана. В дополнение к этому, такие СПГ предприятия как CheniereEnergy, SabinePassLNG и CorpusChristiLNG получают ежегодную фиксированную плату от оффтейкеров для покрытия капитальных и эксплуатационных издержек<sup>56</sup>. СПГ поставляется оффтейкерам на терминале и продается на международном рынке ими, что обеспечивает CheniereEnergy отсутствие ценовых рисков как на внутреннем, так и на международном рынках. В то же время, индексирование продаж СПГ по внутренним ценам в США также способствовало резкому снижению ценовых рисков, по сравнению с моделью ценообразования, где стоимость СПГ рассчитывается с привязкой к ценам на нефть или газ на международных рынках.

Формула ценообразования СПГ: индексация по HenryHub<sup>57</sup>

$$\bullet \quad P(\text{СПГ ФОБ} - \$/\text{MMBTU}) = (1.15 * \text{HH}^{58} - \$/\text{MMBTU}) +$$

ежегодная фиксированная плата / толлинговая плата (\$/MMBTU)<sup>59</sup>

Цена HenryHub умножается на 115%, что покрывает расходы на покупку газа с учетом расходов на транспортировку сырья до терминалов. Cheniere Energy заключила несколько соглашений на поставку природного газа у поставщиков по ценам ниже актуальных рыночных цен, что еще больше повышает рентабельность.<sup>60</sup>

Покупатели обязаны платить годовой фиксированный сбор независимо от того, покупают они СПГ или нет, что гарантирует операторам фиксированную годовую прибыль. По заключенным с покупателями контрактам, предусматривающим обязательную оплату даже в случае отказа от поставки (договор «бери или плати»), фиксированная плата для SabinePass LNG и Corpus Christi LNG находится в диапазоне от 2,25 до 3,5 долл. США за млн. БТЕ.<sup>61</sup> Терминалы SabinePass и CorpusChristi, принадлежащие CheniereEnergy, покупают у производителей природный газ и перепродают СПГ оффтейкерам. Закупками сырьевого газа занимается оператор терминала. После сжижения природного газа оффтейкеры получают поставку в зоне разгрузки терминала. Таким образом, с ценовыми рисками на международном рынке сталкиваются именно оффтейкеры. В зависимости от уровня цен на международных рынках СПГ, существует вероятность, что оффтейкеры могут потерпеть убытки или наоборот, заработать больше. В то время как операторы СПГ не имеют дела с ценовыми рисками и не могут увеличить свою прибыль даже при повышении спроса на СПГ на международных рынках.

<sup>56</sup> 'The Pricing of Internationally Traded Gas', The Oxford Institute for Energy Studies, (2014) 364.

J Sung, The impact of US LNG exports and the prospects for price-competitiveness in the East Asian market, Journal of World Energy Law and Business, 2017, volume 10, issue 4, 319.

<sup>57</sup> A Konoplyanik and J Sung, 'APR LNG Competitiveness Borders within Various Price Models: Netback Replacement Value in APR (Oil indexation - to JCC) vs. Cost Plus (Gas indexation - to Henry Hub)', LNG Russia Congress, (2016), Moscow, Russia.

<sup>58</sup> The final settlement price for the New York Mercantile Exchange's Henry Hub natural gas futures price for the month in which the relevant cargo delivery is scheduled to begin - 'Sabine Pass LNG Terminal Long-Term Contract Information and Registration at U.S.LNG Export Facilities, LNG Sales and Purchase Agreement (FOB) Between Sabine Pass Liquefaction, LLC (seller) and Centrica PLC (Buyer)', Office of Fossil Fuel Energy, U.S. Department of Energy, (2013) 8.

<sup>59</sup> The impact of US LNG exports and the prospects for price-competitiveness in the East Asian market, Journal of World Energy Law and Business, 2017, volume 10, issue 4, 319.

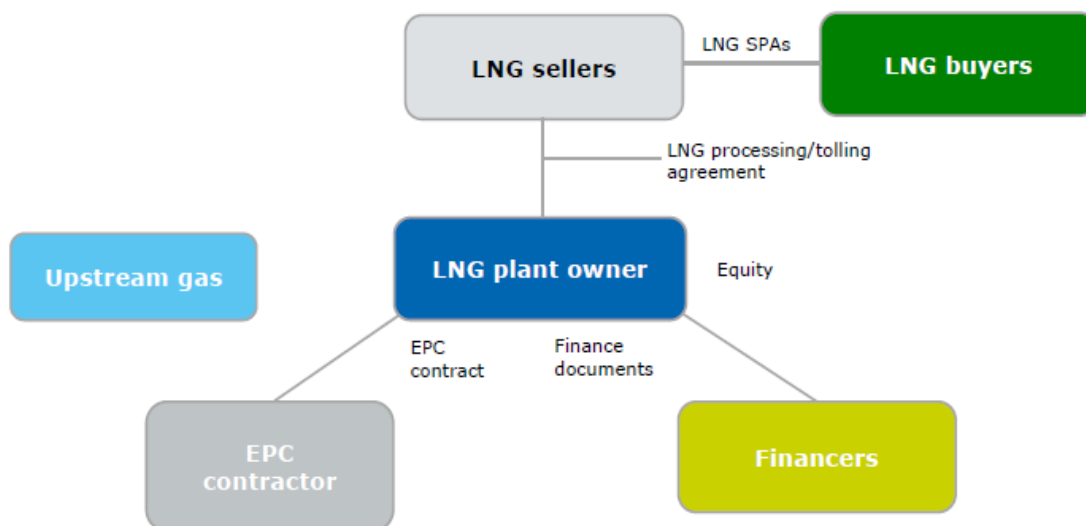
<sup>60</sup> <http://www.cheniere.com/terminals/sabine-pass/trains-1-6/>.

<sup>61</sup> J Bordoff and A Losz, 'If You Build It, Will They Come? The Competitiveness of US LNG in Overseas Markets', Center on Global Energy Policy Columbia/SIPA, (2016) 27-28.

S R Miles, 'Legal Structures and Commercial Issues for LNG Export Projects - North America & Beyond', Baker Botts L.L.P, (January 2013), New York, USA.

## (2) Толлинговая модель

В то время как терминалы компании CheniereEnergy работают по заранее подписанным договорам типа «бери или плати» с фиксированной платой, другие СПГ проекты – Cameron LNG, Freeport и CovePoint – получают фиксированный толлинговый взнос. Такая система называется толлинговой моделью (см. Рис. 1). В данной модели владелец терминала не несет ответственности за сырьевой газ или СПГ, производимые на заводе, но только оказывает услуги по сжижению и обработке природного газа. Оффтейкерам необходимо самостоятельно осуществлять закупки газового сырья.



**Рисунок 1. Коммерческие соглашения по СПГ: структура толлинговой пропускной способности терминала<sup>62</sup>**

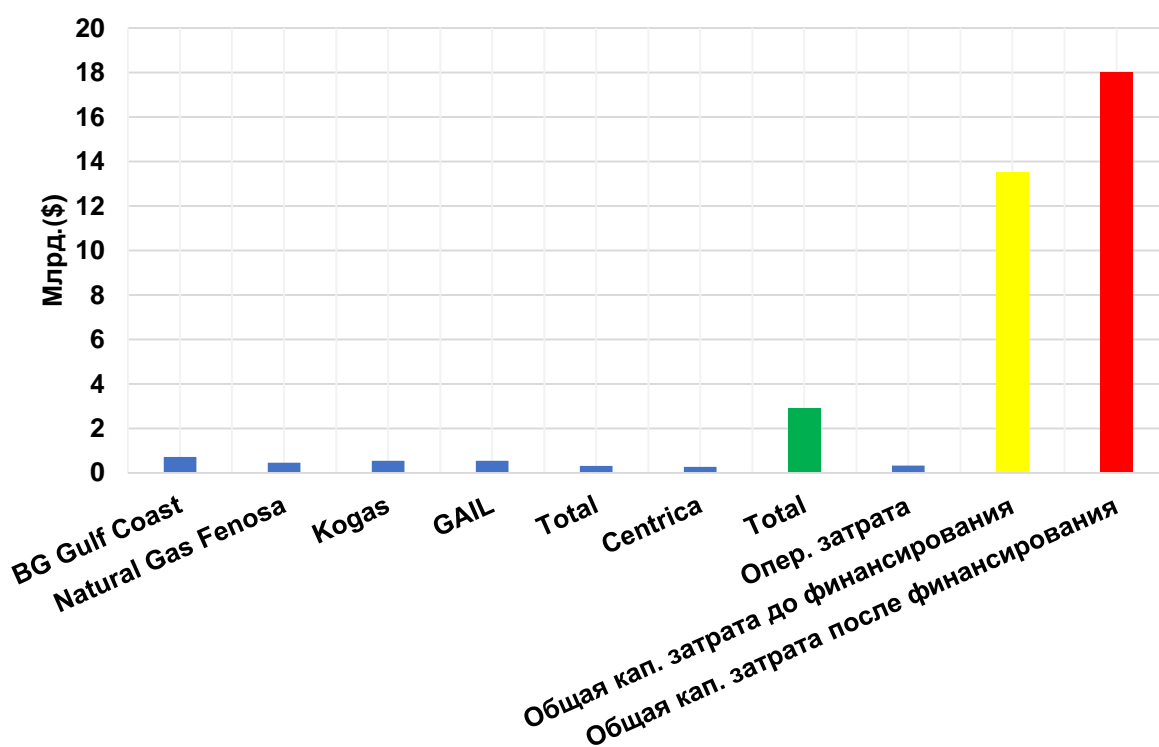
Источник: Daniel LeFort, Straight to the point: Status of North American LNG export terminals; primer on project risk and commercial agreements, NAPCO Fall 2017 Credit Conference, September, 2017.

### **Финансовый статус американского СПГ (SabinePass LNG)**

Как упоминалось ранее, SabinePass LNG и CorpusChristi LNG получают ежегодный фиксированный платеж по долгосрочным контрактам, а бизнес-модель проекта SabinePass LNG гарантирует фиксированную сумму доходов и прибыль после определенного периода времени.

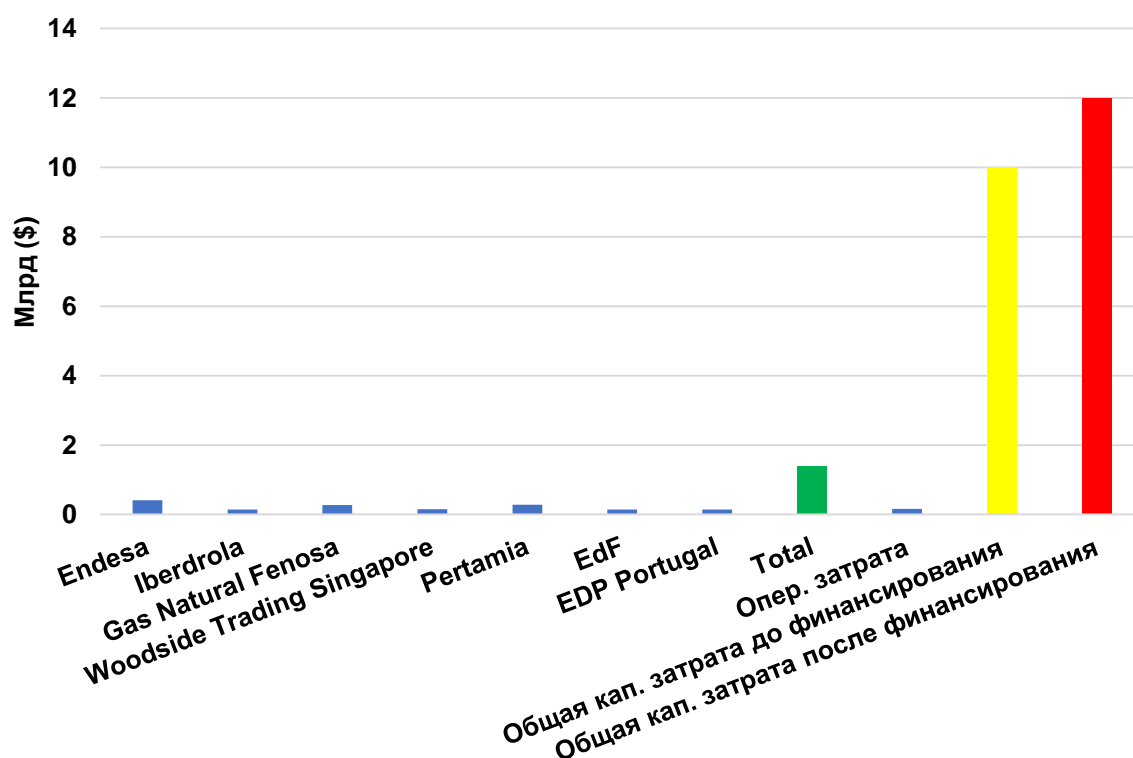
Общая годовая сумма фиксированных выплат SabinePass LNG (технические линии 1-5) может достигать 2,9 млрд. долл. Общие капиталовложения для технических линий с 1 по 5, по приблизительным оценкам составляют от 12,5 до 13,5 млрд. долл. без учета расходов на финансирование и от 17,0 до 18,0 млрд. долл. с учетом финансирования. Общая годовая сумма фиксированной пошлины, выплачиваемой Corpus LNG оффтейкерами, которые пользуются терминалами 1 и 2, составляет 1,4 млрд. долл. Ожидается, что общие капиталовложения CorpusChristiLNG составят около 10 млрд. долл. без учета расходов на финансирование и 12 млрд. долл. с учетом стоимости финансирования.

<sup>62</sup> Daniel LeFort, Straight to the point: Status of North American LNG export terminals; primer on project risk and commercial agreements, NAPCO Fall 2017 Credit Conference, September, 2017.



**Рисунок 2. годовой доход и капитальные затраты SabinePass LNG<sup>63</sup>**

Источник: Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ.



**Рисунок 3. Годовой доход и капитальные затраты Corpus Christi LNG<sup>64</sup>**

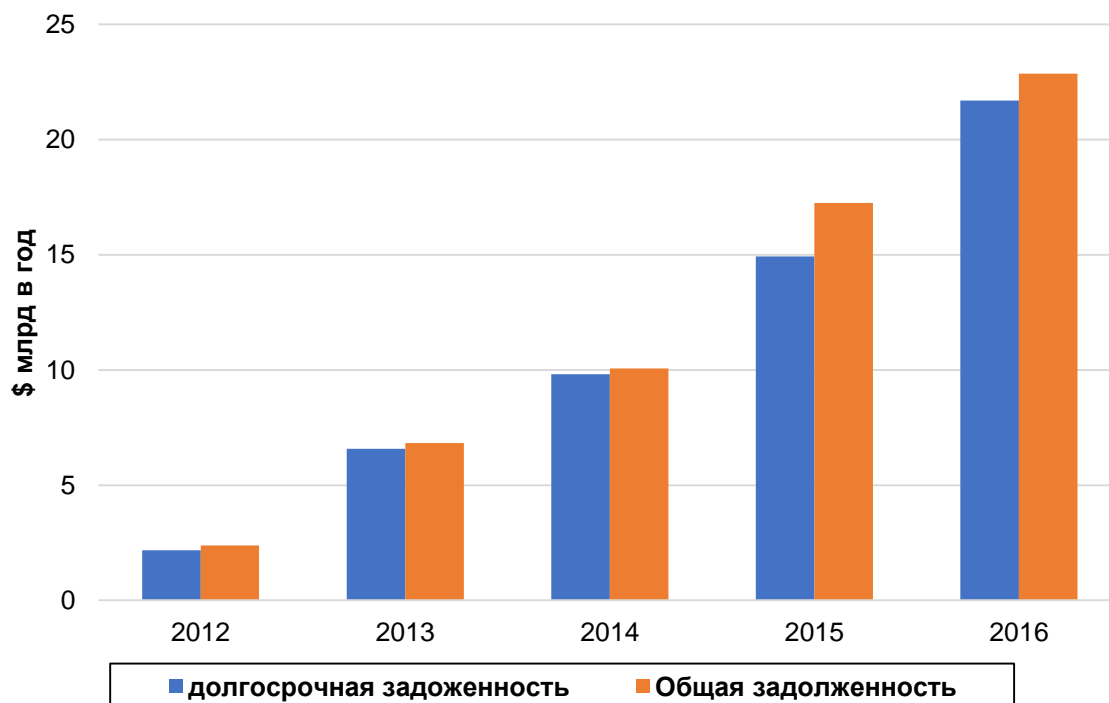
Источник : Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ.

<sup>63</sup>Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ

<sup>64</sup>Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ

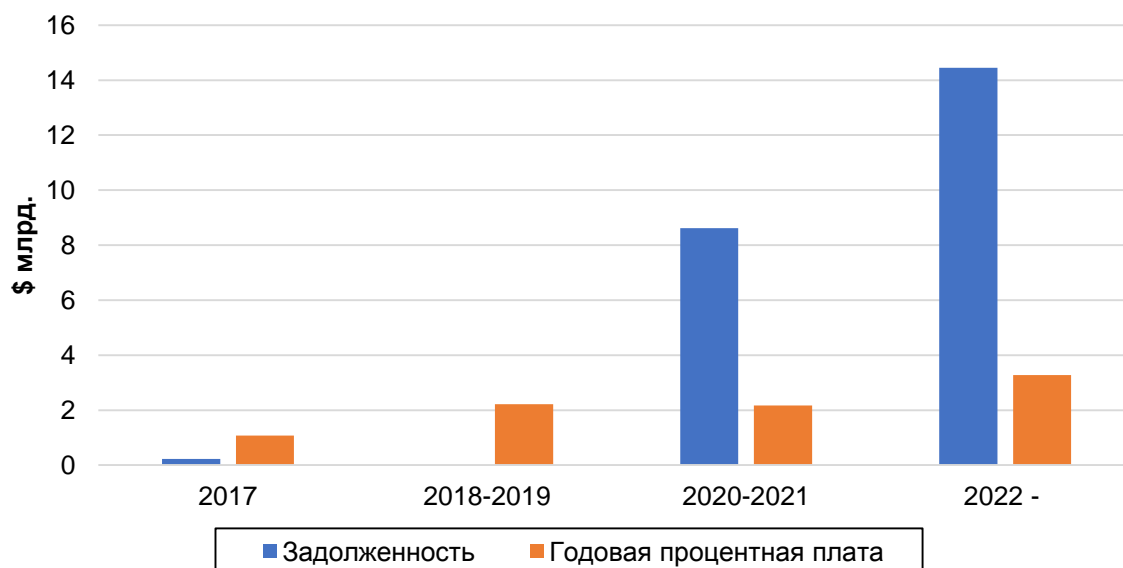


Это означает, что SabinePass LNG потребуется приблизительно 6,2 года для возмещения капитальных и финансовых расходов, а CorpusChristi LNG – около 8,2 лет. Однако более вероятно, что у SabinePass LNG это займет больше времени, поскольку все 5 терминалов будут запущены к концу 2019 года при том, что первый терминал начал работу еще в 2016 году. Что касается CorpusChristi LNG, то оба терминала начнут работать предположительно в 2018 году (рис.2 и 3).



**Рисунок 4. структура долгов CheniereEnergy<sup>65</sup>**

Источник : Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ.

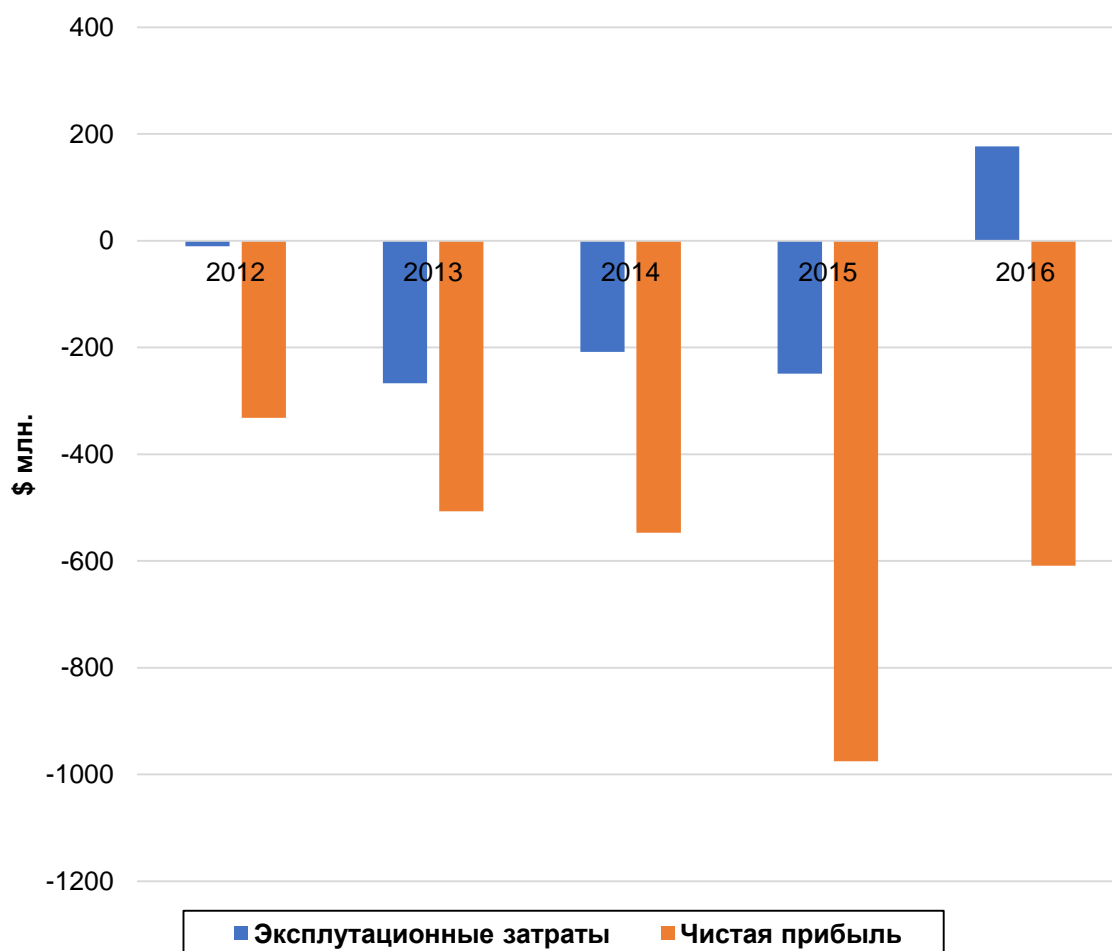


**Рисунок 5. структура долгов CheniereEnergy<sup>66</sup>**

Источник : Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ

<sup>65</sup>Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ

<sup>66</sup>Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ



**Рисунок 6. улучшающееся финансовое состояние «CheniereEnergy» после запуска SabinePass LNG<sup>67</sup>**

Источник: Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ.

Общий долг CheniereEnergy растет и в 2016 году он достиг почти 23 млрд. долл. Со стороны это выглядит так, будто финансовый статус этой компании ухудшается с каждым годом. Однако стоит отметить, что большая часть долга является долгосрочной и потребует выплачивать только после 2020 года, когда строительство всех СПГ терминалов будет завершено, и они начнут работать в полную мощность (рис.5). Так, когда первый и второй терминал SabinePass LNG были запущены в 2016 году, финансовый статус CheniereEnergy значительно улучшился: был зафиксирован положительный показатель ЕВІТА и повысилась чистая прибыль, по сравнению с 2015 годом, несмотря на то, что эти показатели имеют по-прежнему отрицательные значения (рис.6)

### Заключение

Из вышесказанного следует, что СПГ проекты CheniereEnergy тщательно разработаны с целью избежать ценовых и долговых рисков, а финансовое состояние компании защищено несколькими способами.

1. С ценовым риском на внутреннем рынке сталкиваются производители природного газа. SabinePass LNG и CorpusChristi LNG продают сжиженный природный газ оффтейкерам по долгосрочным контрактам за 115% стоимости

<sup>67</sup>Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement WSJ

HenryHub, что покрывает не только стоимость HenryHub, но и транспортные расходы за доставку газа к терминалам. В это же время CheniereEnergy заключила долгосрочные контракты на покупку природного газа по цене ниже, чем внутренняя рыночная стоимость в США, что обеспечивает получение прибыли уже на этапе транспортировки газа к терминалам сжижения. При этом производители природного газа сталкиваются с ценовым риском, поскольку на их доход будет влиять уровень цен на природный газ на внутреннем рынке.

2. SabinePass LNG и CorpusChristi LNG продают СПГ при  $HH*115\%$  + фиксированный годовой платеж оффтейкеров на основе ФОБ. Фиксированный годовой платеж покрывает капитальные и операционные расходы и обеспечивает доходность вложенных инвестиций. С ценовыми рисками сталкиваются именно оффтейкеры, которые покупают СПГ в портах США и затем продают их конечным потребителям на международном или внутреннем рынках или покупают газ для собственного использования.
3. CheniereEnergy имеет значительную сумму долга, превышающую 22 млрд. долл. Однако большая часть этого долга является долгосрочной и большинство платежей должны начаться в 2020 году, в то время как все терминалы CheniereEnergy будут запущены на полную мощность в 2019 году и начнут приносить прибыль.
4. Учитывая все вышеперечисленные особенности, можно заключить, что проекты по сжижению природного газа CheniereEnergy заточены под то, чтобы избежать любых ценовых и долговых рисков. Едва ли в будущем компания столкнется с непредсказуемыми финансовыми трудностями, вызванными динамикой цен на внутреннем и международном рынках. Получение прибыли гарантировано после определенного периода времени. CheniereEnergy внедрила низкорисковую и стабильную финансовую модель, которая соответствует относительно небольшим размерам компаний и открывает путь для многих других компаний в бизнес СПГ. Генерального директора TexasLNG, VivekChandra лучше всего описывал бизнес-модель американских компаний СПГ: «Бизнес СПГ – это не только для крупных энергетических компаний. Обычный человек, как я, может войти в этот бизнес. Я считаю свою компанию инфраструктурной компанией. Большая прибыль должна достаться разработчикам природного газа, которые инвестировали крупные суммы и шли на риск. Мы рассчитываем на меньший, но стабильный доход».

#### **Список используемой литературы:**

1. The Pricing of Internationally Traded Gas', The Oxford Institute for Energy Studies, (2014) 364.
2. J. Sung, The impact of US LNG exports and the prospects for price-competitiveness in the East Asian market, Journal of World Energy Law and Business, 2017, volume 10, issue 4, 319.
3. A. Konoplyanik and J Sung, 'APR LNG Competitiveness Borders within Various Price Models: Netback Replacement Value in APR (Oil indexation - to JCC) vs. Cost Plus (Gas indexation – to Henry Hub)', LNG Russia Congress, (2016), Moscow, Russia.
4. The final settlement price for the New York Mercantile Exchange's Henry Hub natural gas

futures price for the month in which the relevant cargo delivery is scheduled to begin – ‘Sabine Pass LNG Terminal Long-Term Contract Information and Registration at U.S.LNG Export Facilities, LNG Sales and Purchase Agreement (FOB) Between Sabine Pass Liquefaction, LLC (seller) and Centrica PLC (Buyer)’, Office of Fossil Fuel Energy, U.S. Department of Energy, (2013) 8.

5. The impact of US LNG exports and the prospects for price-competitiveness in the East Asian market, *Journal of World Energy Law and Business*, 2017, volume 10, issue 4, 319.
6. <http://www.cheniere.com/terminals/sabine-pass/trains-1-6/>.
7. J Bordoff and A Losz, ‘If You Build It, Will They Come? The Competitiveness of US LNG in Overseas Markets’, *Center on Global Energy Policy Columbia/SIPA*, (2016) 27-28.
8. S R Miles, ‘Legal Structures and Commercial Issues for LNG Export Projects - North America & Beyond’, *Baker Botts L.L.P.*, (January 2013), New York, USA.
9. Cheniere Energy annual report 2016, LNG financial statement *WSJ*
10. Daniel LeFort, *Straight to the point: Status of North American LNG export terminals; primer on project risk and commercial agreements*, *NAPCO Fall 2017 Credit Conference*, September, 2017.
11. *Energy Charter Secretariat, Putting a Price on Energy* (2007), 189.

## Концепция создания инфраструктуры малотоннажного СПГ вдоль европейских рек

### Введение

Природный газ занимает значительную долю в энергобалансе Европы. Начиная с 1994 гг. наблюдался значительный рост потребления природного газа, который в 2005 году сменился периодом нескольких лет стабильно-высоких значений. Вслед за этим несколько лет подряд происходило чувствительное уменьшение потребления газа как следствие общего экономического кризиса и ряда серьёзных изменений в энергетическом хозяйстве Европы. С 2013 года потребление газа имеет стабильный рост, однако объёмы потребления ещё не достигли докризисного уровня. Прогнозы дальнейшего развития рынка потребления в данной области остаются неоднозначными.

Собственная добыча природного газа в европейских странах достигла пика и, в настоящее время, неуклонно падает. Во многом это связано с уменьшением добычи на крупнейшем европейском месторождении природного газа в Гронингене, Голландия, которая к 2019 году составит около 20 млрд м<sup>3</sup> в год. Таким образом, поддержание или дальнейший рост потребления природного газа в ЕС должен быть обеспечен его импортом.

Ожидания некоторых экспертов о замене трубопроводного газа из традиционных стран-экспортеров, таких как Россия и Норвегия на поставки СПГ из США, не оправдались. Доля российского газа в Европе в 2016 году достигла исторического максимума и составила 34 %. Тем не менее, вопрос долгосрочного влияния поставок СПГ из Соединённых Штатов на цены и структуру европейского импорта остаётся открытым. Также остается актуальным вопрос о приспособлении экспортной стратегии России (компаний группы Газпром) к новым реалиям рынка.

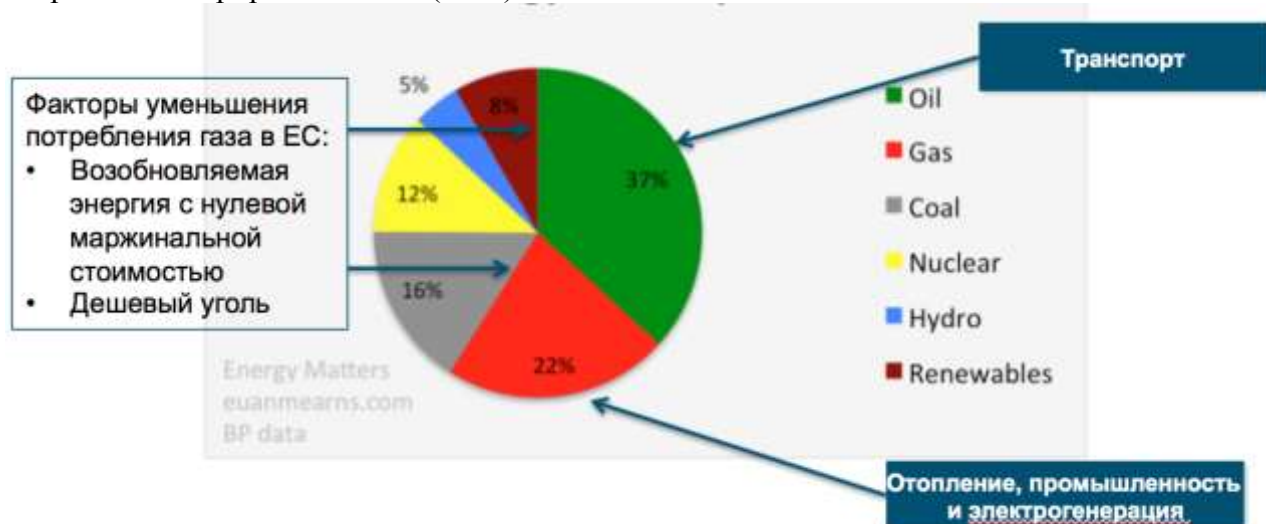
Первичное энергопотребление в Европе можно разделить на три равных категории: электрогенерация, теплогенерация и транспорт. В области электрогенерации у природного газа наблюдаются как позитивные, так и негативные факторы. Среди негативных факторов можно выделить давление на газовую генерацию со стороны возобновляемой энергетики и дешевого угля. Среди позитивных – возвращение положительного спарк-спреда для газовых электростанций из-за падения цен на нефть и, как следствие, на «голубое топливо». Это позволило частично отвоевать потерянные за предыдущие несколько лет позиции. Так же, из-за продолжающейся борьбы с глобальным потеплением и вредными выбросами во многих странах всерьёз обсуждается закрытие угольных электростанций. Благодаря своим экологическим характеристикам природный газ потенциально может занять долю угля в электрогенерации.

В теплогенерации для жилого сектора, малых и крупных предприятий у природного газа позиции наиболее прочные. Однако, следует учитывать курс на модернизацию и энергосбережение, которую взяли страны ЕС во всех отраслях народного хозяйства. За период с 2005-2015 годы удельное энергопотребление практически всех членов ЕС сократилось на 10% и более.

Энергетическая потребность транспортного сектора более чем на 90% обеспечивается нефтепродуктами. В 2015 году потребление этого сектора в ЕС составило 359 млн. тонн н.э.. Для сравнения, абсолютное потребление природного газа в том же году составило примерно

394 млн. тонн н.э. По моему мнению, именно здесь находится большой потенциал роста для увеличения потребления газа в качестве моторного и бункеровочного топлива. Именно использование СПГ, с его достаточно высокой энергетической плотностью, позволит осуществить реалистичный переход на газомоторное топливо для тяжелой техники, на сегодняшний день использующей дизельное топливо и флотский мазут. Энергетическая плотность СПГ, которая составляет 22,2 МДж на литр, всё ещё практически в два раза ниже

чем у дизельного топлива (35,8 МДж/л), но, при этом, в 2,4 раза больше, чем у сжатого природного газа (СПГ).



**Рисунок 1. Первичное энергопотребление ЕС по видам топлива.**

Источник: Energy Matters по данным British Petroleum.

### 1. Преимущества СПГ

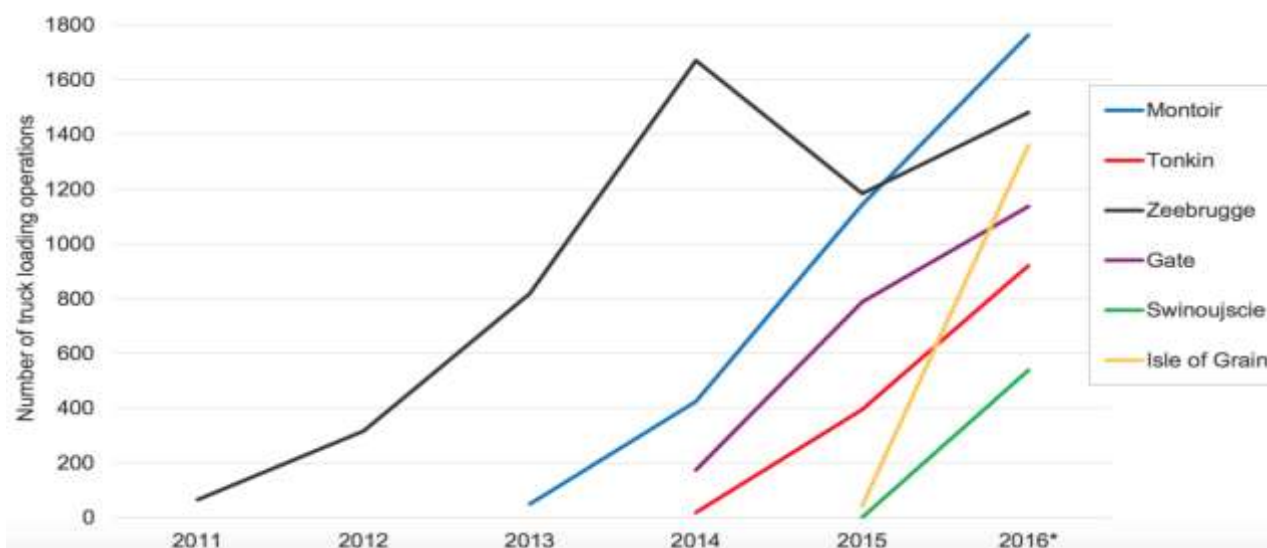
Существуют веские экологические, законодательные и экономические предпосылки для использования СПГ в качестве моторного топлива: СПГ-моторы имеют низкие выбросы, которые уже сегодня отвечают строгим стандартам EURO-6 или даже ниже. Так, выбросы соединений азота (NO<sub>x</sub>) ниже до 70–80%, выбросы соединений серы (SO<sub>x</sub>) ниже до 80–90%, а выбросы тонкодисперсной пыли ниже практически на 100%. СПГ состоит практически полностью из метана, самой короткой из углеводородных молекул, при его сжигании образуется также на 10-20% меньше CO<sub>2</sub>. Из-за меньшего образования копоти и других соединений при сжигании метана, также увеличиваются интервалы между техническим обслуживанием газовых моторов. Разница цены между СПГ и дизельным топливом, а также гораздо меньшая налоговая нагрузка на газомоторное топливо в большинстве европейских стран даёт компаниям возможность экономии эксплуатационных расходов. Как ЕС, так и национальные правительства приняли постановления в пользу развития инфраструктуры СПГ, в особенности для речного судоходства. В 2014 г. в Брюсселе была принята директива 2014/94/EU, обязывающая страны создавать все условия для развития сети газозаправочных станций, использующих сжатый и сжиженный природный газ. До 2025 г. станции, использующие сжатый газ, должны разместиться на расстоянии не более 150 км друг от друга, а заправочные станции со сжиженным газом – на расстоянии 400 км.

Дополнительный интерес СПГ представляет в газификации местности с недостаточно развитой газотранспортной сетью. Использование небольших регазификационных станций может позволить проводить газификацию там, где экономически и географически сложно проложить трубопровод.

### 2. Концепция создания инфраструктуры малотоннажного СПГ вдоль европейских рек

СПГ доступно в Европе на большом количестве прибрежных импортных терминалов. Дополнительно к обычным установкам погрузки-разгрузки крупных СПГ-танкеров, практически все новые импортные терминалы на сегодняшний день планируются и строятся с доками для малых судов и эстакадами погрузки в фуры-цистерны, а старые терминалы дооснащаются подобным оборудованием. Некоторые терминалы дополнительно к этому

планируют постройку железнодорожных эстакад<sup>68</sup>. Из приведённого графика можно констатировать, что на сегодняшний день образовался активный рынок отгрузок малотоннажного СПГ в Северо-Западной Европе. Этот рынок динамично растёт: четыре терминала во Франции, Бельгии, Голландии и Великобритании уже обслужили более 1000 фур в 2016 году.



**Рисунок 2. Количество отгрузок СПГ в фуры на терминалах Северо-Западной Европы.**  
Источник: Engie.

Однако, экономически эффективная транспортировка значимых объёмов СПГ на фурах-газовозах занимает 200-300 километров, что делает невозможным широкое внедрение данного топлива в центральных районах Европы из-за их отдалённости от импортных терминалов. Решение этой проблемы, по моему мнению, лежит в сфере использования речного судна-газовоза для доставки СПГ к перевалочным базам в речных портах и последующего распределения по конечным потребителям. Основные реки Европы, рассматриваемые для данного проекта – Рейн, Дунай и также соединяющий их канал Рейн-Майн-Дунай.

#### 4. Рейн

Рейн – самая судоходная река Европы. Он соединяет промышленные центры Швейцарии, Франции и Германии с импортными портами Голландии и Бельгии, что обуславливает очень большой грузооборот: в 2016 году он составил около 187 млн. тонн. При этом 71% грузооборота пришлось на Голландию и Германию. С одной стороны, благодаря своей развитой экономике Рейн очень интересен как артерия развития СПГ-инфраструктуры. С другой стороны в устье Рейна существуют два крупных импортных терминала для этого вида топлива: Роттердам и Зебрюгге. Часть потребления СПГ, особенно на начальном этапе развития рынка, будет обслуживаться из этих терминалов, что уменьшает интерес к развитию речной перевозки СПГ. Высокая плотность газопроводной сети в перечисленных странах сильно уменьшает потенциальное использование СПГ для автономной газификации.

С Российской стороны важен ещё один фактор: в отличие от Дуная, который, как будет описано ниже, пока практически изолирован от других источников СПГ, на Рейне российский СПГ не будет иметь конкурентного преимущества и будет бороться за рынок с СПГ из других стран.

<sup>68</sup> <https://www.lngworldnews.com/gaz-system-green-lights-polish-lng-terminal-expansion/>

## **5. Дунай**

Дунай имеет длину в 2860 километров, из которых 2450 километров доступны для речного судоходства. Объем речных перевозок на Дунае составляет более 60 миллионов тонн в год. В 2014 году на Дунае было зарегистрировано более 4300 коммерческих судов разного назначения. На своём пути он протекает через или по границе с 11 странами Центральной и Восточной Европы.

Строительство СПГ-инфраструктуры на основе мощностей «Южного коридора» было бы способно обслуживать бункеровку черноморского судоходства, а также причерноморские города и промышленные центры. Наличие СПГ в черноморском бассейне позволит осуществлять поставки природного газа вверх по реке Дунай, что откроет новые рынки сбыта для российского газа и приведёт к углублению торговых отношений с восточноевропейскими странами. Таким образом, строительство СПГ-инфраструктуры в Черном море будет способствовать решению внешнеполитических задач Российской Федерации, как в данном регионе, так и с ЕС в целом.

## **6. Чёрное море и доступ к СПГ**

На сегодняшний день, в отличие от Серенного и Балтийского морей, Чёрное море не имеет импортных терминалов СПГ. На это есть ряд причин.

Во-первых, причерноморские страны были ориентированы на трубные поставки природного газа из Советского Союза, а также на разработку собственных месторождений, главным образом это относится к Румынии.

Во вторых, Турция не пропускает СПГ-суда через пролив Босфор, официально руководствуясь опасениями за безопасность многомиллионной столицы Стамбула в случае аварии или террористического акта на подобном корабле. Фактически абсолютно неверная, но «медийно-действенная» «страшилка» для обывателей звучит так: объем энергии в одном СПГ-танкере равен нескольким ядерным зарядам<sup>69</sup>. Подобную позицию Турции можно также объяснить заинтересованностью загрузки собственных СПГ-терминалов в Мраморном море и на Эгейском побережье.

Не смотря на вышеизложенные факторы, в случае одобрения со стороны Турции возможности прохода судов размера крупного СПГ-танкера длиной более 300 м через Босфор, важно учесть необходимость соблюдения ряда условий: разрешается проход только в дневное время и при благоприятных погодных условиях, а также проведение судна в сопровождении катеров-лоцманов. Кроме того, возникает необходимость перекрывать встречное движение. Таким образом, выполнение требований с большой вероятностью может привести к задержкам при проходе в несколько дней и более, особенно в осенне-зимний период.

Вместе с тем, недавние заявления турецких дипломатов подтвердили позицию Турции по полному запрету прохода СПГ-танкеров через пролив Босфор<sup>70</sup>. Будет ли запрет прохода пересмотрен для небольших СПГ-судов пока остаётся предметом спекуляций.

Появления новых приёмных терминалов на Черном море в ближайшее время не ожидается. Украина разрабатывала проект импортного СПГ-терминала в порту «Южный», вблизи Одессы, для уменьшения зависимости от поставок природного газа Газпрома. Резкое ухудшение экономической ситуации в стране, уменьшение потребления природного газа и девальвация национальной валюты, гривны, похоронили этот проект на длительное время<sup>71</sup>. Второй возможный кандидат для СПГ-терминала - порт Констанца в Румынии, где были проведены (частично профинансированные Европейским Союзом) предварительные исследования по подобному объекту. Получать СПГ предусматривалось из Азербайджана, с

<sup>69</sup> «Exploding the myth», Hazardous Cargo Bulletin, Ноябрь 2006

<sup>70</sup> <https://www.oilandgas360.com/turkey-says-no-to-lng-tankers-in-the-bosporus-strait-cuts-off-black-sea-shipping/>

<sup>71</sup> <http://www.theinsider.ua/business/533abdb521733/>



сжижением на Грузинском берегу Чёрного моря (проект AGRI). Высокие затраты на инфраструктуру, небольшое расстояние морской транспортировки и конкуренция с наземными трубопроводами TANAP и TAP изначально ставили целесообразность проекта под вопрос. Хотя один из ключевых инвесторов, государственная азербайджанская нефтегазовая компания SOCAR заявляет, что проект находится дальше на рассмотрении, его воплощения в обозримом будущем ожидать не стоит<sup>72</sup>.

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что завод по сжижению природного газа на российском черноморском побережье не имел бы в обозримом будущем конкуренции в виде других экспортных или импортных терминалов СПГ.

Следует отметить тот факт, что летом 2016 года Газпром и австрийская нефтегазовая компания OMV в рамках Петербургского международного экономического форума подписали рамочное соглашение по малотоннажному СПГ в Черном море<sup>73</sup>. Пока стороны находятся на прединвестиционной стадии оценки проекта.

Сильным стимулом для строительства подобного завода может стать распространение на Чёрном море зон ограничения выбросов по оксидам азота и серы для морского транспорта. Международная морская организация (ИМО) на основе международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов уже установила подобные зоны в Балтийском и Северном морях и на Североамериканском побережье. В настоящее время в ИМО обсуждается определение новых зон, в том числе и в частях Средиземного моря. Как показывает пример Балтийского судоходства, использование газомоторного топлива - это один из экономически-эффективных вариантов выполнения новых требований по выбросам. Логическим первыми клиентами являются рейсовые грузовые суда (фидеры) и паромы, в том числе паромные переправы в Крым.

## **7. Инфраструктура распределения СПГ**

Существуют несколько вариантов обеспечения СПГ конечных потребителей, после сжижения природного газа, в зависимости от того насколько далеко они расположены от завода. Потребители, находящиеся в непосредственной близости, смогут самостоятельно приезжать и заправляться на прилегающей к территории завода заправке или забирать СПГ авто-цистернами, как это уже сегодня происходит на импортных терминалах в Северо-Западной Европе. Для отдалённо расположенных клиентов требуется более сложная логистическая цепочка. Её детальная разработка является одной из ключевых задач проекта, так как это позволит охватить широкую базу клиентов. Что, в свою очередь, позволит оправдать строительство более мощного завода с соответственно меньшей удельной стоимостью сжижения на тонну произведённого СПГ.

С точки зрения осуществления потенциальных поставок с российского завода на Чёрном море я вижу целесообразность осуществления поставок СПГ не только в непосредственной близости завода, но и перевозку СПГ в крупные порты Черного моря судами-бункеровщиками, как для заправки крупных морских судов, так и для поставки другим клиентам в портах.

Для максимального охвата стран бассейна реки Дунай, необходимы поставки СПГ либо специальным речным танкером-газовозом или баржами, а также дальнейшее распределение СПГ на расположенные вдоль реки перевалочные хабы. Хаб представляет собой уменьшенную версию морских импортных СПГ-терминалов, который, как правило, состоит из нескольких ёмкостей хранения, оборудования по разгрузке и бункеровке речных судов, эстакадой для загрузки фур, а также отдельной СПГ-заправкой. В случае наличия железнодорожных путей, может быть осуществлена постройка эстакады для загрузки

<sup>72</sup> <http://georgiatoday.ge/news/5189/SOCAR%3A-AGRI-Project-Needs-More-Time>

<sup>73</sup> <https://oilcapital.ru/news/upstream/10-11-2017/zavod-spg-moschnostyu-0-5-1-mln-tonn-mogut-postroit-gazprom-i-omv-v-chernom-more>

вагонов. Такие хабы могут размещаться непосредственно на берегу или на плавучей барже на рейде важных речных портов.

## **8. Хранилища, отпарной газ и временной фактор**

Существует два основных типа наземных СПГ хранилищ: большие цилиндрические бетонные резервуары атмосферного давления и, меньшие по объёму, стальные резервуары повышенного давления. Первые обладают очень хорошей изоляцией и возводятся непосредственно на месте. Считается, что бетонные резервуары экономически оправданы, если планируемые объёмы хранения превышают 5000 м<sup>3</sup>, однако, размеры могут быть и гораздо больше, так в терминале GATE, в Роттердаме, каждое из трёх хранилищ имеет объём 180.000 м<sup>3</sup>.

Так как такое хранилище является отдельной капитальной постройкой, каждый раз требуется проведение инженерных работ и получение немалого количества разрешений, из-за чего строительство занимает обычно от 2 до 4 лет. По абсолютной стоимости такие хранилища дороги, в то же время, с точки зрения удельной стоимости на м<sup>3</sup> объёма хранения экономически целесообразнее других конструкций. Второй тип распространённых хранилищ – стальные криогенные резервуары (bullet tank). Такая конструкция состоит из внутреннего бака, выполненного из криогенной стали и выдерживающего давление в несколько атмосфер, вакуумной изоляции и внешнего защитного кожуха. В зависимости от объёма установка возможна как горизонтальная, так и вертикальная. Преимущество в том, что такие резервуары унифицированы, и их сборка осуществляется на заводе, что позволяет устанавливать их за относительно короткий срок, что составляет обычно 6-18 месяцев. Недостаток - ограниченный объём. Для крупных резервуаров стандартным является объём

в 1000 м<sup>3</sup>. Максимальный размер одного резервуара на сегодняшний день достигает 1200-1250 м<sup>3</sup>, тем не менее, ведутся разработки по увеличению этого значения. Пока при необходимости большего объёма несколько баков соединяются трубами в одну систему.

Помимо двух рассмотренных разновидностей в настоящее время исследуется возможность строительства других типов резервуаров на основе опыта, полученного во время строительства морских газовозов. Это так называемые сферические и мембранные хранилища. Ожидается, что они займут нишу использования, когда объёмы СПГ слишком велики для стальных криогенных и слишком малы для полноценных бетонных хранилищ.

Время является важным фактором при перевозке и хранении СПГ. Из-за большой разницы температуры самого СПГ, которое хранится при -163°C, с температурой окружающей среды, СПГ, не смотря на изоляцию хранилища, постоянно нагревается. При этом часть его снова переходит в газообразную фазу. Указанное обстоятельство коренным образом различает СПГ и нефтепродукты, которые могут долго храниться без значимых потерь. Скорость испарения зависит от типа, объёма и изоляции ёмкости, количества СПГ в ней, а также давления, температуры окружающей среды и других факторов.

Обычно значение испарения колеблется между 0,1% и 0,5% в день. Газообразная фаза природного газа занимает в 600 раз больший объём, чем жидкая, что приводит к нарастанию давления внутри резервуара. На крупных СПГ-терминалах и на морских кораблях-газовозах проблема отпарных газов решается наличием установок охлаждения для повторного сжижения. Подобное дорогостоящее оборудование выгодно только на больших терминалах. Для маленьких хабов использование стальных баков в той или иной степени решает этот вопрос, так как они выдерживают повышение давления в несколько атмосфер. Однако, если долго не происходит отбора из ёмкости хранения, то это приводит к настолько сильному повышению давления, что газ стравливается через специальный клапан, чтобы предотвратить разрушение ёмкости. Это приводит к потере товара. К тому же, многие страны законодательно ограничивают выброс метана, который является сильным парниковым газом. Регулярное добавление «свежего» холодного и регулярный отбор

«старого» теплого СПГ имеет большое значение для предотвращения подобных нежелательных инцидентов. В зависимости от объёмов, современный уровень изоляции позволяет хранение СПГ сроком от одной недели до месяца.

## **9. Перевозка СПГ фурами**

Перевозки СПГ производятся фурами в криогенных цистернах на основе стандартизированных 20-футовых или 40-футовых контейнеров. Такие контейнеры хранят в малом варианте примерно  $22 \text{ м}^3 / 7,5\text{-}9$  тонн, в большем варианте - порядка  $47 \text{ м}^3 / 16\text{-}19$  тонн СПГ. Для перевозки контейнеры имеют жёсткую раму и грузятся на обычный грузовой прицеп. Также есть специально изготовленные полуприцепы с собственной колёсной базой. В таком случае, перевозимый объём увеличивается до  $55\text{-}58 \text{ м}^3 / 19\text{-}21$  тонн. При наличии специального разрешения, в некоторых европейских странах возможна перевозка СПГ в сверхгабаритных полуприцепах объёмом до  $80 \text{ м}^3$ .

Стандартизированные контейнеры привлекательны за счёт того, что могут легко перевозиться разными транспортными средствами и в случае необходимости отгружаться и устанавливаться на длительное время на месте потребления. Специальные СПГ-прицепы интересны большим объёмом и меньшей себестоимостью перевозки на тонно-километр при обслуживании клиентов с собственными баками хранения СПГ. Оба вида прицепов существуют как в виде только самой ёмкости, так и вместе со встроенными криогенными насосами. Насосы приводятся в действие электродвигателем или самой гидравлической системы грузового автомобиля. Это позволяет производить отгрузку СПГ без наличия насоса на принимающей стороне и без подключения к посторонним источникам питания.

Стоимость перевозки фурами, по данным европейских компаний на конец 2015 года, колеблется на уровне 1,40 - 1,70 Евро/км (исходя из большого прицепа в 16-19 тонн СПГ). Данная цифра включает в себя только операционные расходы, т.е. стоимость топлива, страховку, зарплату водителя и т. д. Капитальные затраты/амортизация составляют ещё примерно 1 Евро на километр. При этом, с учетом специфики груза необходимо рассчитывать стоимость поездки в оба направления: если потребитель находится на расстоянии 100 км, то следует брать 2 раза по 100 км..

Исходя из этих цифр операционная стоимость за перевозку СПГ на расстояние в 250 километров составят 40-50 Евро за тонну, а капитальные затраты добавляют ещё 25-30 Евро/т. Хотя технически перевозка возможна на расстояния в 1000 км и больше, относительно высокая стоимость транспорта и относительно маленькие перевозимые объёмы ограничивают экономически эффективную дальность этого вида транспорта СПГ.

## **10. Речные суда**

Особенностью бункеровки судов на Рейне и Дунае является освобождение судовладельцев от уплаты налогов и акцизов, благодаря присвоенному рекам статусу международного водного пути.

Таким образом, на рынке речного судоходства СПГ конкурирует с дизелем по «чистой» цене. Цена на дизель в Дунайском регионе, ввиду сложной логистики, выше примерно на 50+ \$/т, чем, например, в Роттердаме. Индикативная бункерная цена на дизель для оптового покупателя на Дунае на сентября 2015 года составляла 500-550 Евро за тонну. Учитывая большую энергоёмкость СПГ на единицу веса, эти цены можно пересчитать как 600-660 Евро за тонну СПГ.

Для популяризации нового вида топлива и окупаемости затрат на переоборудования или приобретение газомоторной техники необходимо будет предлагать потребителям более низкую цену, чем дизель. Примеры стран с более развитым рынком СПГ показывают, что дисконт к дизелю должен составлять минимум 15%, желательно 20% и более. Это даёт нам возможность предположить цену на СПГ на бункеровочной станции в 510-560 Евро/т. Для

удобства можно запомнить, что если цену на тонну СПГ выставить равной дизелю, то для первого будет подразумеваться скидка в 17% по энергоёмкости. Преимуществом бункеровки перед другими рынками реализации СПГ является простота логистической цепочки и большие потенциальные объёмы потребления. В зависимости от режима использования судно типа тягач для барж может потреблять сто тонн СПГ в год и более.

Речные суда в большинстве своём бункеруются на стационарных заправках, баржах или с фуры-бензовоза. Этим они отличаются от морских судов, которые бункеруются со специально оборудованных бункеровочных судов, которые подходят к судам во время стоянок в морских портах. Так как в настоящее время в Европе нет стационарных СПГ-заправок, все суда, которые сегодня используют СПГ, заправляются с фур-газовозов. По результатам опросов капитанов, было выявлено неудобство применения такого метода. Судно вынуждено заказывать заправку для конкретного порта за несколько дней, что уменьшает гибкость в выборе маршрута. Исходя из этого, можно предположить, что стационарные бункеровочные станции под СПГ будут позитивно восприняты профессиональным сообществом.

### **11. Речное судно-газовоз**

Перевозка СПГ от завода на СПГ-хабы осуществляется специализированным речным судном-газовозом. Это танкеры с установленными на них емкостями СПГ. Несколько европейских верфей уже разработали свои варианты подобных судов. Ориентировочная стоимость судна составляет около 15-20 млн. Евро.

Перевозка СПГ по европейским рекам, в том числе по Дунаю, регулируется Директивой 2008/68/ЕС Европейского парламента от 24 Сентября 2008 (Европейское соглашение по перевозке опасных грузов речными судами, сокращенно AND). На данный момент действует обновлённая версия AND 2015 вступившее в силу 01.01.2015. По указанной директиве перевозка СПГ в «стандартных» емкостях на кораблях разрешается и не требует больше предварительного проведения отдельного исследования HAZID.

Время в пути вверх от устья Дуная до Вены и обратно составляет чуть менее двух недель, до Будапешта и обратно – около 11 дней<sup>74</sup>.

### **12. СПГ-хабы**

Хаб является небольшим СПГ терминалом, который получает СПГ от речного газовоза, где газ можно хранить и в дальнейшем распределять по разным потребителям. Рассматриваемый выше вариант состоит из необходимого оборудования по загрузке и разгрузке (причал для речных судов, насосная установка, эстакада для загрузки фур, заправка СПГ, опционально – эстакада для погрузки СПГ в железнодорожный вагон) криогенных насосов, системы учёта и нескольких изолированных стальных хранилищ, обычно объёмом в 1000 м<sup>3</sup>. Модульность позволяет начинать эксплуатировать терминал с одной ёмкости и расширять по мере увеличения числа потребителей в регионе. Максимальный размер подобных терминалов, как правило, составляет пять ёмкостей, суммарным объёмом 5000 м<sup>3</sup>. Большинство операций на хабе автоматизированы, что позволяет фурам загружаться самостоятельно. Таким образом, уменьшаются операционные затраты в связи с отсутствием затрат на обслуживающий персонал.

### **13. СПГ-заправки**

Как упоминалось выше, Европейской комиссией была принята директива 2014/94/EU, обязывающая страны развить сети газозаправочных станций сжатого и сжиженного природного газа. До 2025 г. станции, использующие сжатый газ, должны разместиться на

---

<sup>74</sup> <http://www.danube-logistics.info/travel-time-calculator/>

расстоянии не более 150 км друг от друга, а заправочные станции со сжиженным газом – на расстоянии 400 км. Ёмкость резервуара заправочной станции СПГ составляет обычно около 30 тонн. Ориентировочная стоимость оборудования одной заправки начинается с 500.000 Евро. Опыт Голландии показывает, что установка заправки оправдана начиная от 50 обслуживаемых фур. Максимальное количество обслуживаемых фур для обычной заправки около 200 единиц. Заправка сжиженным природным газом по скорости не отличается от заправки дизельным топливом: современные комплексы имеют пропускную способность в 160 литров в минуту, что позволяет за короткий промежуток времени заправлять крупные тягачи и другую тяжелую технику. Системе также не требуется время на восстановления между заправками.

Как и во многих других развивающихся отраслях на сегодняшний день нет унифицированных стандартов для многих технологий малотоннажного СПГ. Не являются исключением и разъемы для заправки СПГ: разные компании используют разные системы стыковок и разное давление в топливном баке. Так, некоторые производители используют систему предварительного охлаждения всей заправочной системы, другие заправляют «теплыми» СПГ, но производят отбор возникающих при этом отпарных газов во время процедуры заправки. Некоторые системы имеют функцию экстренного прерывания заправки, другие не имеют. Многие компании и организации на сегодняшний день пытаются наладить диалог по гармонизации этих и других вопросов технической стороны, в том числе на базе International Standard Organization (ISO). Со временем можно ожидать выработки единого промышленного стандарта. На данный момент, современные заправочные комплексы могут до определенной степени адаптироваться к разным вариантам систем, также существуют адаптеры между разными объемами.

Отдельный интерес представляют комбинированные заправки сжиженного и сжатого газа (LCNG). В отличие от обычной CNG заправки LCNG заправка не требует подключения к газопроводной сети, оба вида топлива получаются из одного СПГ-бака. Это важный фактор, так как заправки на междугородних трассах в подавляющем большинстве не имеют подключения к ней и поэтому не могут быть оборудованы обычным компрессором для сжатия газа. Свойство СПГ при испарении сильно увеличиваться в объеме используется для получения CNG без дополнительных затрат на компрессию газа.

Строительство стационарной заправки требует времени. Тем не менее, для обслуживания клиентов в промежуточный период можно использовать мобильные СПГ заправки, а именно СПГ контейнеры с внутренним насосом и заправочным шлангом, полуприцепы или контейнеры стандартных 20-ти и 40-футов. Преимуществом применения контейнеров является быстрая и простая установка у клиента для пилотных проектов или начала продаж. Кроме того, не требует фундамента или других предварительных работ – только ровная площадка. Запаса СПГ хватает на 120-160 заправок фур, что эквивалентно обслуживанию автопарка из 20 фур на неделю. Их недостаток – высокая стоимость. Цены европейских производителей на мобильную СПГ-заправку на основе 40-футового контейнера около 400.000 Евро.

## **Выводы**

Сжиженный природный газ шаг за шагом расширяет свои позиции в качестве экологически чистого и экономически привлекательного топлива. Как ЕС, так и национальные правительства ряда Европейских стран приняли постановления в пользу развития инфраструктуры СПГ, в особенности для морского и речного судоходства. Обширные пилотные проекты в таких странах, как Голландия, Франция и Норвегия, уже доказали рентабельность малого СПГ на практике вблизи крупных морских импортных терминалов. Необходимо решение задачи поставок СПГ потребителям вглубь континента. Создания инфраструктуры малотоннажного СПГ вдоль европейских рек Рейн и Дунай

позволяет создать подобную инфраструктуру с наиболее низкой удельной стоимостью транспортировки. На сегодняшний день существуют и опробованы все элементы инфраструктуры, кроме речного судна-газовоза. Потенциально рынок СПГ-топлива очень велик, и может составить значительную долю от рынка нефтепродуктов, в первую очередь дизеля, но создание спроса потребует кропотливой работы по позиционированию нового топлива на рынке. Особую трудность составляет привлечение первых пилотных проектов. Доступность СПГ на хабах вдоль рек будет привлекать новых потребителей.

По моему мнению, сейчас самое подходящее время для позиционирования российского природного газа на рынке малотонажного СПГ. У российских нефтегазовых компаний есть ресурсная база и конкурентные возможности занять главенствующую позицию на этом рынке в первую очередь на Балтике, Чёрном море и бассейне реки Дунай.

#### **Список используемых источников**

1. Quarterly Report on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy
2. Vol. 10, Брюссель, Октябрь 2017
3. «Большая энергетическая Европа. Интервью с А. Конопляником», Корпоративный журнал «Газпром», Январь-февраль 2017 г.
4. Jahresbericht 2017 Europäische Binnenschifffahrt, CCNR – Central Commission for Navigation on the Rhine / Центральная комиссия судоходства по Рейну (ЦКСР), Штрассбург, Сентябрь 2017
5. Наблюдение за рынком дунайского судоходства: итоги 2016, Дунайская Комиссия,
6. Будапешт, 2017
7. Nilufer Oral, Regional Co-operation and Protection of the Marine Environment Under International Law The Black Sea, Chapter VII, Стамбул, 2013
8. Eurostat/Евростат, <http://ec.europa.eu/eurostat>
9. Информационные материалы и документация компаний Cryostar, Франция и Linde, Германия

### Раздел III. Адаптация энергетических компаний, отраслей и стран к новым вызовам развития

**Телегина Е.А. Халова Г.О.**  
**Энергетический потенциал «Большой Евразии»**

В первой половине 2010-х годов с участием России, Беларуси, Казахстана, Армении и Киргизии было создано значимое в мировых масштабах международное интеграционное объединение – Евразийский экономический союз (ЕАЭС). Современный ЕАЭС представляет собой международное интеграционное объединение уровня Единого экономического пространства (ЕЭП), в рамках которого реализован принцип свободы передвижения товаров, услуг, капитала и рабочей силы, а также Таможенный Союз.<sup>75</sup> Фактически именно запуск интеграционных процессов под эгидой Российской Федерации привел к началу процесса структурной перестройки системы торгово-экономических, инвестиционных и политических связей на всем пространстве Евразии. Сегодня ЕАЭС является не единственной значимой инициативой на континенте: Китайская народная республика выступает с трансконтинентальной стратегией торгово-экономического партнерства «Один пояс – один путь»<sup>76</sup>, усиливаются позиции Шанхайской организации сотрудничества в связи с принятием в ее состав таких государств, как Индия и Пакистан.<sup>77</sup> Многие государства Центральной и Юго-Восточной Азии, в частности, Иран, Узбекистан, Таджикистан, Монголия, Япония, Южная Корея, Вьетнам, Сингапур, Малайзия и другие проявляют интерес и стремятся активно участвовать в деятельности данных объединений и организаций. Таким образом, на географическом пространстве Евразийского континента, создаются новые формы организации и концентрации ресурсного, экономического, политического и человеческого потенциала. В течение 2016-2017 гг. в отечественном и зарубежном научном сообществе особую актуальность приобрела дискуссия о возможности сопряжения, синергии ключевых интеграционных экономических и политических инициатив континента, которые объединены под общим названием «Большая Евразия».

Совокупный экономический потенциал формирующейся «Большой Евразии», оцениваемый в ВВП по ППС, составляет более 1/3 от мирового, а человеческий, оцениваемый по численности населения – более 40% от мирового (таблица 1).<sup>78</sup>

**Таблица 1.**  
**Анализ синергии, экономической мощи и человеческого потенциала основных государств «Большой Евразии»**

	<b>Страна</b>	<b>ВВП (по ППС) в 2016 г., млрд долл. США</b>	<b>Численность населения в 2016 г., млн чел.</b>	<b>Отношение к ЕАЭС</b>	<b>Отношение к ШОС</b>
	Россия	3862	146	Участник	Участник

<sup>75</sup> Согласно Договору о Евразийском экономическом союзе (подписан в г. Астане 29.05.2014) (ред. от 08.05.2015) (с изм. и доп., вступ. в силу с 12.08.2017)

<sup>76</sup> Стратегия экономического развития "Один пояс - один путь" // Справка РИА Новости, 11.09.2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://ria.ru/spravka/20170911/1502017345.html>

<sup>77</sup> О Шанхайской организации сотрудничества // Официальный сайт ШОС [Электронный ресурс]. URL: [http://rus.sectesco.org/about\\_sco/](http://rus.sectesco.org/about_sco/)

<sup>78</sup> Оценка выполнена на основе данных Всемирного Банка за 2016 год.

	Казахстан	451	18		
	Киргизия	22	6		
	Беларусь	172	9		Наблюдатель
	Армения	26	3		Партнер по диалогу
	Индия	8701	1187	Переговоры о создании ЗСТ	Участник
	Пакистан	986	170	Сотрудничество на общих основаниях	
	Китай	21286	1339	Соглашение о торгово-экономическом сотрудничестве (в процессе подписания)	
	Таджикистан	26	7	Изучение возможности вступления	
0	Узбекистан	206	28		
1	Иран	1449	75	Переговоры о создании ЗСТ	Наблюдатель
2	Монголия	37	3	Изучение возможности вступления	
3	Афганистан	66	29	Сотрудничество на общих основаниях	Партнер по диалогу
4	Турция	1994	73		
5	Азербайджан	166	9		
6	Камбоджа	59	13		
7	Непал	72	30		
8	Шри-Ланка	261	20		
9	Вьетнам	595	85	Переговоры о создании ЗСТ	Сотрудничество на общих основаниях
Всего		40437	3250		
<b>% от мирового</b>		<b>34%</b>	<b>43%</b>		

Источник: составлено по данным МВФ, ЕЭК, ШОС.

Основным направлением сопряжения евразийских проектов в общую систему станет создание трансконтинентальных торговых маршрутов, территорий опережающего развития, а также инвестиции в фундаментальную инфраструктуру в государствах, которые будут обеспечивать транзит товаров между различными частями континента. В настоящее время трудно с достаточной точностью оценить потенциальный экономический эффект от формирования такой транзитной зоны, однако, учитывая колоссальные объемы торговли в пределах Евразии можно ожидать, что он будет достаточно высоким. Кроме того, можно с



высокой долей уверенности утверждать, что формирование «Большой Евразии» даст импульс развитию производственного потенциала государств континента благодаря снижению логистических издержек и институциональных барьеров, увеличению инвестиционных потоков. Крайне важно подчеркнуть, что такой проект как «Большая Евразия» является по сути «общим делом» для стран Западной и Восточной Европы, России и ЕАЭС, СНГ, стран ЦАР, Северо-Восточной и Юго-Восточной Азии и части стран АТР. Столь глобальная инициатива, основанная в первую очередь на общей экономической выгоде создает предпосылки для укрепления и сохранения стабильности и мира в Евразии и в мире в целом. Таким образом, «Большой Евразии» предстоит стать крупнейшим в мире производителем природных ресурсов и готовой продукции, а также крупнейшим в мире интегрированным рынком сбыта.

Особую важность, по нашему мнению, имеет потенциал энергетического сотрудничества государств «Большой Евразии». Суммарные запасы нефти в России, Казахстане, Иране и Туркменистане составляют более 17% мировых, суммарные запасы природного газа в тех же странах – почти половину мировых запасов (таблица 2).<sup>79</sup>

**Таблица 2.**  
**Крупнейшие запасы энергетических ресурсов в некоторых странах Евразии**

<b>Страна</b>	<b>Нефть, млрд тонн.</b>	<b>Природный газ, млрд куб. м</b>	<b>Уголь, млрд тонн</b>	<b>Уран, тыс. тонн</b>
Россия	15,0	32,6	157,0	480
Казахстан	3,9	1,5	33,6	710
Иран	21,8	33,5	-	-
Туркменистан	0,1	17,5	-	-
<b>Всего</b>	<b>40,8</b>	<b>85,1</b>	<b>190,6</b>	<b>1390</b>
<b>Доля в мировых</b>	<b>17,5</b>	<b>45,1%</b>	<b>21,4%</b>	<b>19,9%</b>

Источник: составлено по данным BP Statistical Review of World Energy June 2017.

При этом потребление энергии в Китае с 2000 по 2016 г. выросло более чем в три раза, по итогам 2016 г. на долю Китая пришлось 23% мирового потребления энергии. Для сохранения высоких темпов экономического роста при росте численности населения (более 1,35 млрд человек в 2016 г.) и улучшения экологической ситуации Китайской народной республике необходимо будет в ближайшие десятилетия осуществить сдвиг своего энергетического баланса в пользу более экологически эффективных источников энергии – в первую очередь, природного газа. Что касается Индии, то высокие темпы экономического роста (в среднем более 5% в год в течение последнего десятилетия) и роста численности населения (более 1,1 млрд человек в 2016 г.) при низком уровне обеспеченности энергией неизбежно ведут к росту энергопотребления, который в 2016 году составил 5,4% (к 2015 г.), а за период 2000-2016 гг. потребление энергии в Индии выросло в 2,3 раза. Потенциально емким рынком является и Пакистан с населением около 200 млн человек, где также отмечается устойчивый экономический рост и увеличение потребности в энергетических ресурсах.<sup>80</sup> Ни Китай, ни Индия, ни Пакистан не способны в долгосрочной перспективе самостоятельно обеспечить свои потребности в энергоресурсах, поскольку не обладают значительными запасами углеводородов, а пики добычи нефти и газа в этих государствах давно пройдены. Использование угля в качестве основного топлива для генерации энергии,

<sup>79</sup>Поданным BP Statistical Review of World Energy June 2017.

<sup>80</sup>Поданным Всемирного банка, а также BP statistical Review of World Energy June 2017.

как показывает опыт Китая, влечет за собой крайне тяжелые экологические последствия и является для густонаселенных азиатских государств неприемлемым сценарием. В этой связи возрастает заинтересованность этих государств в поставках энергоносителей из России, Туркменистана и Ирана, о чем свидетельствует большое число трубопроводных проектов. Проекты магистрального газопровода «Сила Сибири» и строительства Амурского ГПЗ для поставок природного газа и продуктов его переработки в Китай реализуются с опережением установленного графика, первые поставки газа в Китай ожидаются в 2019 году, параллельно продолжаются переговоры о начале строительства второго газопровода из России в Китай (известного как «Алтай» или западный маршрут).<sup>81</sup> Еще одним важным партнером российских компаний в области добычи нефти и газа является Вьетнам.<sup>82</sup> Российские нефтегазовые компании рассматривают возможности сотрудничества с Ираном в области поставок природного газа и нефти в Индию и Пакистан,<sup>83</sup> в течение 2017 г. были достигнуты значимые договоренности российских энергетических компаний в области реализации стратегических проектов по добыче и переработке углеводородов в Иране.<sup>84</sup>

По состоянию на 2017 г. Индия, Пакистан и Китай наращивают импорт СПГ.<sup>85</sup> Однако объективные ограничения объема возможных поставок природного газа таким путем при его относительно высокой стоимости и более высоких рисках (по сравнению с трубопроводным газом) не позволят, по нашему мнению, данным государствам рассчитывать на СПГ как на основной источник топлива в долгосрочной перспективе. Это является основным фактором их заинтересованности в развитии устойчивого энергетического сотрудничества с поставщиками энергоресурсов посредством трубопроводного транспорта.

Развитые государства АТР, такие, как Япония (второй в мире, после Китая, импортер энергоресурсов) и Южная Корея, также не обладают собственными запасами энергетических ресурсов. Япония вынуждена импортировать СПГ в объемах более 108 млн тонн в год и нефть в объемах около 170 млн тонн в год (в 2016 г.)<sup>86</sup>. Даже планируемый постепенный перезапуск атомной генерации в Японии<sup>87</sup> не сможет избавить страну от крайне низко диверсифицированного импорта углеводородов (большая часть поставок нефти в Японию осуществляется из Саудовской Аравии, СПГ – из Катара).

Отечественные исследователи уже отмечали, что формирующиеся в Евразии взаимодополняющие интеграционные контуры могут позволить азиатским странам с успехом разрешить многие трудности собственной энергетической политики благодаря реализации энергетических проектов на принципах взаимной выгоды.<sup>88</sup> Так, Россия, Япония, Республика Корея и Китай в 2016 г. выступили с инициативой по созданию энергетического суперкольца, которое свяжет эти государства.<sup>89</sup> Модель энергетического кольца подразумевает объединение электроэнергетических систем Дальнего Востока России,

---

<sup>81</sup> Газпром спешит начать поставки по «Силе Сибири». Вести.Экономика, 10.11.2017 URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/93633>

<sup>82</sup> Вьетнам — один из ключевых партнеров «Газпрома» в Юго-Восточной Азии. Пресс-служба ПАО «Газпром». 10.11.2017. URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2017/november/article379642/>

<sup>83</sup> «Газпром» и иранская НАО договорились о строительстве газопровода в Индию // Коммерсантъ, 03.11.2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3459314>

<sup>84</sup> «Зарубежнефть» ставит на Иран // Коммерсантъ, 16.08.2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3385000>

<sup>85</sup> The LNG Industry // GIIGNL 2017 Annual Report

<sup>86</sup> Поданным BP statistical Review of World Energy June 2017.

<sup>87</sup> В Японии разрешили перезапуск двух реакторов АЭС "Ои" // РИА Новости, 27.11.2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://ria.ru/atomtec/20171127/1509663244.html>

<sup>88</sup> Телегина Е., Халова Г. Перспективы энергетического сотрудничества ЕАЭС со странами Северо-Восточной Азии. Мировая экономика и международные отношения, 2017, № 4, т. 61, сс. 50-59

<sup>89</sup> Речь В.В. Путина на Пленарном заседании ВЭФ-2016 [Электронный ресурс]. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/52808>

Монголии, Китая, Южной Кореи и Японии с целью взаимной компенсации нехватки и избытка генерирующих мощностей, сглаживания суточной и сезонной неравномерности потребления энергии. Это позволит, с одной стороны, добиться снижения цен на электроэнергию, а с другой – значительно повысить энергетическую безопасность в регионе. Предварительные оценки подтверждают возможность доведения мощности кольца до 8-10 ГВт, при том, что экономия потребителей в Японии, Корее и Китае будет обеспечена без снижения прибыли генерирующих узлов на Дальнем Востоке и в Монголии при приемлемых сроках окупаемости проекта в 10-15 лет.<sup>90</sup> Ожидается, что в 2018 г. будет подготовлено технико-экономическое обоснование проекта, однако пока переходу к активной стадии его реализации мешает ряд регуляторных и тарифных ограничений электроэнергетической отрасли Японии и Китая.

Таким образом, уникальность формируемого в наши дни макроэкономического порядка на континенте заключается в том, что, впервые в истории, появляется возможность создания устойчивых связей между крупными производителями энергетических ресурсов (Россия, Иран, Казахстан, Туркменистан) и крупнейшими действующими (Китай, Япония) и перспективными (Индия, Пакистан) потребителями энергии и энергоносителей. В обозримой перспективе уровень энергетической взаимосвязанности между общеазиатскими совместными инициативами будет увеличиваться, число государств-участников также будет расти благодаря созданию зон свободной торговли, трансконтинентальных транспортных коридоров и формированию общего пространства энергетической безопасности.

### Список литературы

1. Евразийский экономический союз в цифрах. Краткий статистический сборник // ЕЭК, Москва, 2017, 204 с.
2. BP Statistical Review of world Energy 2017
3. Договор о Евразийском экономическом союзе (подписан в г. Астане 29.05.2014) (ред. от 08.05.2015) (с изм. и доп., вступ. в силу с 12.08.2017)
4. Стратегия экономического развития "Один пояс - один путь" // Справка РИА Новости, 11.09.2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://ria.ru/spravka/20170911/1502017345.html>
5. О Шанхайской организации сотрудничества // Официальный сайт ШОС [Электронный ресурс]. URL: [http://rus.sectesco.org/about\\_sco/](http://rus.sectesco.org/about_sco/)
6. Газпром спешит начать поставки по «Силе Сибири». Вести. Экономика, 10.11.2017 URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/93633>
7. Вьетнам — один из ключевых партнеров «Газпрома» в Юго-Восточной Азии. Пресс-служба ПАО «Газпром». 10.11.2017. URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2017/november/article379642/>
8. «Газпром» и иранская NIOC договорились о строительстве газопровода в Индию // Коммерсантъ, 03.11.2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3459314>
9. «Зарубежнефть» ставит на Иран // Коммерсантъ, 16.08.2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3385000>
10. The LNG Industry // GIIGNL 2017 Annual Report
11. В Японии разрешили перезапуск двух реакторов АЭС "Ои" // РИА Новости, 27.11.2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://ria.ru/atomtec/20171127/1509663244.html>

---

<sup>90</sup>Много воды утекло. Проект Азиатского энергетического кольца // Российская газета - Спецвыпуск №7389 (223), 03.10.2017

12. Речь В.В. Путина на Пленарном заседании ВЭФ-2016 [Электронный ресурс]. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/52808>
13. Много воды утекло. Проект Азиатского энергетического кольца // Российская газета - Спецвыпуск №7389 (223), 03.10.2017
14. Телегина Е., Халова Г. Перспективы энергетического сотрудничества ЕАЭС со странами Северо-Восточной Азии. Мировая экономика и международные отношения, 2017, № 4, т. 61, сс. 50-59

## **Мировой нефтяной бизнес – вызовы второго десятилетия XXI века**

С конца XX века мир вступил в фазу длительного системного кризиса<sup>91</sup>, который подорвал мировую экономическую и политическую системы, а также другие стороны общественной жизни, сформировавшиеся и функционировавшие на протяжении более ста лет. Системный кризис в экономике - это кризис индустриальной экономической модели развития, в результате которого в конце XX века индустриальный сектор все более уступает место постиндустриальному.

Более быстрый переход экономик развитых стран к постиндустриальной структуре обозначил новые тенденции в формировании постиндустриальных основ в рамках мировой экономики в целом, поскольку сам кризис положил начало процессу последовавшей за этим реструктуризации стран в рамках мировой экономики. В результате усилилась дифференциация как между развитыми и развивающимися странами, так и между самими развитыми странами, и произошел мощный рывок передового авангарда развитых стран с выходом на новый, глобальный уровень развития.

В то же время страны, во многом сохраняющие черты экономики индустриальной эпохи (не только развивающиеся, но и отдельные развитые страны), вынуждены последовательно понижать свой экономический статус в череде постоянной реструктуризации в мировой экономике, поскольку в силу постиндустриальных тенденций развития мирового хозяйства экономические структуры этих стран подчиненным образом вынуждены, встраиваясь в блоки взаимосвязанных производственных цепочек, выступать персонификаторами индустриального труда и занимать все более подчиненное место по отношению к передовым носителям технологических процессов интеллектуально-преобразующего капитала авангарда развитых стран.

Противоречивый характер перехода национальных экономик к постиндустриальной фазе развития отягощается органически связанным с этим структурным кризисом в экономике. Подчеркнем, что речь идет не об экономическом<sup>92</sup> или ценовом кризисе<sup>93</sup>, а именно о структурном кризисе<sup>94</sup>, в широком смысле слова, характеризуемом как «состояние, при котором существующие средства достижения целей становятся неадекватными, в результате чего возникают непредсказуемые ситуации и проблемы». Выход из структурных кризисов невозможен без коренной ломки отраслевой структуры производства, межотраслевых и технологических связей, господствующих форм организации экономики и методов рыночного и государственного регулирования, изменения системы международных экономических связей, и, в итоге, перехода к новому уровню развития.

Проявления структурного экономического кризиса сегодня обнаруживаются повсеместно: в мировом экономическом хозяйстве, в национальных экономиках, на уровне фирм и организаций и даже самого продукта. Мировой энергетический комплекс, будучи

---

<sup>91</sup> В данной статье системный кризис рассматривается как процесс необратимого нарушения сложившихся глубинных механизмов взаимоотношений и взаимосвязей определенной общности (мировой, национальной, региональной), взятой в совокупности и взаимодействии всех своих структур (экономических, социальных, политических, культурных) и институтов.

<sup>92</sup> Экономический кризис, в первую очередь, характеризуется резким спадом производства, который начинается с постепенного сужения, сокращения деловой активности (рецессии), сменяющимися более высокими темпами сокращения экономической активности (спад рыночной экономики). Низшая точка этого спада есть кризис [3; С.-148].

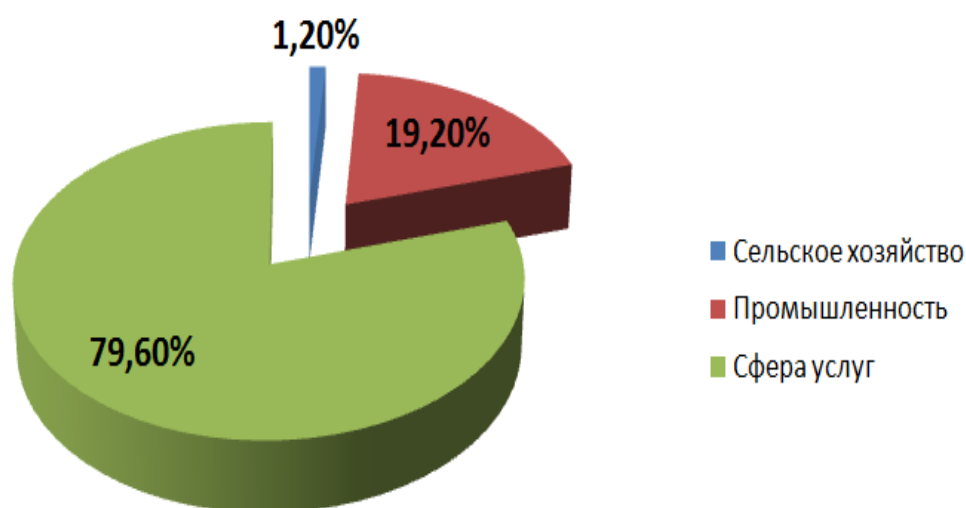
<sup>93</sup> Наиболее часто приводимый пример ценового кризиса - резкий рост цен на нефть в начале 70-х годов под влиянием политики ОПЕК.

<sup>94</sup> Структурный кризис в экономике проявляется в протекающем одновременно кризисе в традиционно важных отраслях и секторах производства, затяжных нарушениях в кредитно-денежной и валютной сферах, финансах, международной торговле, существующих формах организации и регулирования экономик многих стран.

важнейшим сегментом мировой экономики, также подвержен этим процессам, которые находят свое проявление в «тектонических сдвигах», происходящих в настоящее время, прежде всего, в нефтяной промышленности, как наиболее важном звене мирового энергетического рынка, в кризисе политики коллективной сырьевой и энергетической безопасности ведущих мировых держав, заменой которой стала глобализация, протекающая довольно противоречиво, и формирование нового энергетического порядка.

Будучи структурным, этот кризис, перестраивая энергетическое хозяйство, сотрясает и обслуживающие его мировые кредитно-денежную и валютную сферы, финансы, а также систему международной торговли, нефтью и нефтепродуктами, услугами и пр. Кризис подорвал также и главный инструмент экономической политики - ценообразование на базовый актив, который ранее был напрямую связан с физическим товаром – нефтью, а сегодня – с финансовыми инструментами.

Отличительной чертой постиндустриализма является снижение значимости фактора «материальности» и переход к так называемой «невесомой» экономике. Эта тенденция обнаруживает себя также на всех уровнях. Для ВВП стран, вступивших в этот процесс, характерным стало снижение доли материального производства при доминирующей доле отраслей нематериального характера - сферы услуг. Так, анализ структуры ВВП, показывает, что доля сферы услуг в нем уже давно превысила отметку 75% (рис. 1).

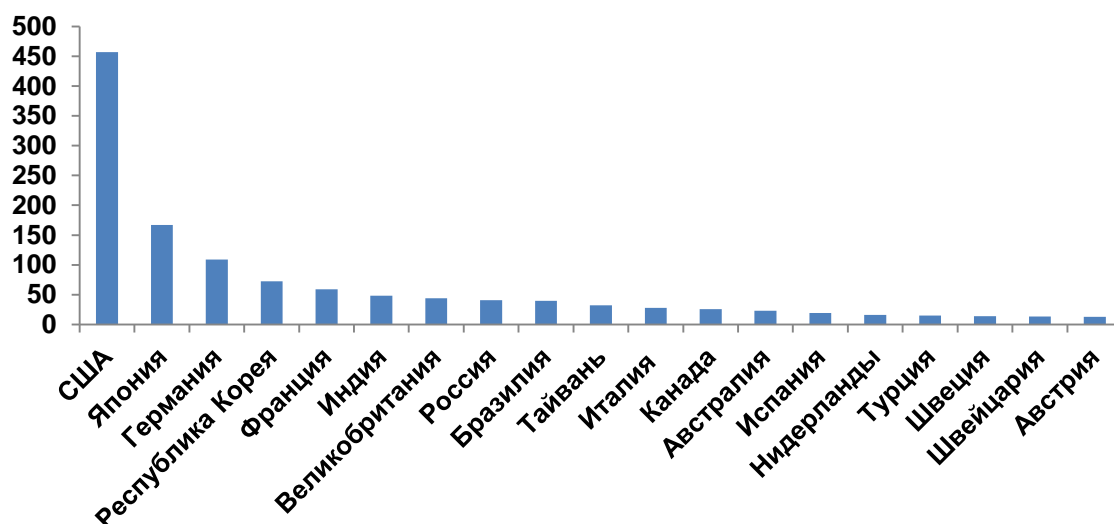


**Рисунок 1.- ВВП США по основным секторам в 2012 г.**

Источник: U.S. Economic Accounts, Bureau of Economic Analysis, 2013.

Среди отраслей сферы услуг в развитых странах первое место по объемным показателям стали занимать не торговля, транспорт и связь, как это было ранее, а бизнес-услуги. На их долю в первом десятилетии XXI в. уже приходилось 38% общего дохода. Далее следовали финансовые услуги - 25%, за ними - услуги связи (телекоммуникаций) - 20,9%, и замыкали услуги частного здравоохранения и частного образования (частные школы, вузы и библиотеки), их доля – порядка 5-6% .

Возрастание услуг, связанных с развитием новых технологий привело и к сдвигам в мировой торговле. На экспорте наукоемких технологий США зарабатывают в год около 700 млрд. долл., Япония - порядка 400 млрд. долл., что обеспечивается высоким уровнем расходов этих стран на исследования и разработки (R&D) (рис. 2.)



**Рисунок 2. Страны лидеры по расходам на исследования и разработки в 2015 г. (по ППС) в млрд. долл. США.**

Источник: <http://polit.ru/article/2016/09/21/nauka>.

Страны - лидеры удерживают первенство по 50 микротехнологиям, на их долю приходится 92 % мирового объема наукоемкой продукции (доля США – 39%, Японии – 30%, Германии – 16%, Китая – 6%). В мировой экономике постоянно происходит ежегодный рост оборота высоких технологий и наукоемкой продукции, который в последние годы стал измеряться уже в триллионах долларов и в несколько раз превышать оборот рынка сырья, включая нефть, нефтепродукты и газ.

Характерный признак услуг – это нематериальность, невозможность хранения, передачи и распространения, что ранее делала их экспорт невозможным, однако с развитием компьютеризации и телекоммуникации, это ограничение было устранено. В результате сегодня наблюдается быстрый рост удельного веса услуг в мировой торговле, которая таким образом все более обретает черты «нематериальности» и «невесомости».

Утвердившийся в передовых странах постиндустриализм обозначил наступление новой эпохи с отличительными чертами, коренным образом отличающимися по всем позициям от особенностей эпохи индустриализма. Одной из характерных черт новой постиндустриальной экономики стал выход на авансцену новых субъектов международного бизнеса - глобальных компаний, а также компаний метакорпоративного характера, которые стали «локомотивами» глобализации мировой экономики.

В мировом энергетическом комплексе нефтяные метакорпорации образовались в конце XX - начале XXI вв. в результате слияния гигантов из гигантов нефтяных ТНК, целью которых стало достижение глобального лидерства на мировом энергетическом пространстве. И эта цель являлась и является доминантной для метакопаций, что коренным образом отличает их от традиционных ТНК. Руководители образовавшихся метакорпораций не скрывали, что слияния были необходимы именно для достижения лидерства в глобальной конкуренции в мире<sup>95</sup>. Очевидно, что к нефтяным метакорпорациям в настоящее время

<sup>95</sup> "Это слияние компаний увеличит нашу способность быть эффективным глобальным конкурентом в изменчивой мировой экономике и в промышленности, которая является все более конкурентной",- отметили Lee Raymond и Lou Noto, председатель совета директоров и генеральный директор Exxon и Mobil соответственно.

необходимо отнести 6 ведущих мировых нефтяных гигантов: BP PLC<sup>96</sup>, ExxonMobil<sup>97</sup>, ChevronTexaco<sup>98</sup>, ConocoPhillips<sup>99</sup>, RoyalDutchShell<sup>100</sup>, Total<sup>101</sup>.

Несмотря на привычные названия - нефтяные метакорпорации – это новые структуры в нефтяном бизнесе и они коренным образом отличаются от традиционных нефтяных ТНК по всем параметрам, в том числе по размерам капитализации, обороту, сопоставимому с бюджетами многих стран мира, структуре акционерного капитала, по стратегиям, целям, источникам конкурентных преимуществ, организационным структурам, характеру деятельности и др.

Зарубежная экономическая наука не могла не отметить этого явления - образование 6 гигантских мировых компаний, охарактеризовав их как supermajors (супергиганты) - компании, имеющие сверхпревалирующее влияние. Уже сам факт выделения их в отдельную группу свидетельствует об особой роли, которую играют эти компании в мире. Подчеркивая общность целей, их объединенность и коллективную роль в развитии мировой энергетики и экономике, зарубежная наука и аналитика характеризуют эти супергиганты термином “Big Oil” или «Большая (мировая) нефть», а, оценивая экономическую власть этих компаний и их влияние на мировую энергетическую и финансовую политику, эти гигантские корпорации характеризуются термином “Energy Lobby”<sup>102</sup>.

На уровне нефтяных метакорпораций «невесомые» черты проявляются в ускоренном развитии и внедрении знаний, инноваций, метатехнологий, венчурных стратегий, которые стали ключевыми факторами роста, в развитии информационных и телекоммуникационных систем, охватывающих сетью все регионы мира, в слиянии информационной и финансовой сфер деятельности и др.

Одной из форм проявления «невесомости» и одновременно отличительной особенностью нефтяных метакорпораций являются информатизация и акцент на ускоренном развитии информационных, в том числе телекоммуникационных технологий, без которых было бы невозможно реальное воплощение политики глобализации нефтяного бизнеса. Именно в нефтяных метакорпорациях, по сравнению с традиционными ТНК, эти процессы происходят наиболее быстро. Например, Chevron считают одной из ведущих в мире нефтегазовых компаний, однако мало кто учитывает, что одновременно это и одна из крупнейших информационно - технологических компаний. В рамках Chevron были созданы и функционируют мощные компании телекоммуникационного и информационного профиля, охватывающие информационной сетью практически все регионы мира. Среди таковых - Chevron Information Technology Company (CITC), имеющая одну из крупнейших в мире

---

<sup>96</sup> В 1998 г. в результате слияния British Petroleum и американской Amoco стоимостью 52 млрд. долл. и последующего присоединения к ним Atlantic Richfield Company (ARCO) был сформирован нефтегазовый конгломерат BP с рыночной капитализацией в 182 млрд. долл.

<sup>97</sup> В ноябре 1999 г. Exxon завершила сделку по поглощению Mobil стоимостью 81 млрд. долл., в результате которой была сформирована Exxon Mobil Company.

<sup>98</sup> В октябре 2001 г. Chevron завершила сделку по поглощению Техасо общей стоимостью 43 млрд. долл. Вновь образованная компания получила название ChevronTexaco.

<sup>99</sup> ConocoPhillips образована в 2002 г. слиянием Conoco и Phillips Petroleum.

<sup>100</sup> В 2005г. произошло слияние материнских компаний Royal Dutch Petroleum Company и The «Shell» Transport and Trading Company Ltd.

<sup>101</sup> В конце 90-х годов Total приступила к активной скупке и консолидации активов. В 1999 г. за 11 млрд. долл. она приобрела бельгийскую Petrofina, сменив название на Total Fina. В 2000 г. компания была переименована в TotalFinaElf после недружественного поглощения конкурента Elf Aquitaine, 95%-ный пакет которой обошелся ей в 48,7 млрд. долл. В 2003 г. объединенная компания была переименована снова в Total.

<sup>102</sup> «Petroleum supermajors are sometimes collectively referred to as Big Oil, a term used to describe the individual and collective economic power of the largest oil and gasoline manufacturers, and their perceived influence on politics, particularly in the United States. Big Oil is often associated with the Energy Lobby»[9].



частных глобальных сетей связи, применяющая самые разнообразные виды связи, в том числе межконтинентальную спутниковую связь<sup>103</sup>.

Другая компания - Chevron Petroleum Technology Company (CPTC), сформированная в 1993 г. на базе пяти бывших компаний Chevron, специализировавшихся в области научной работы и разработки технологий<sup>104</sup>. CPTC предоставляет производственным геологоразведочным, добывающим и технологическим компаниям во многих странах мира продукцию и услуги в области новейших технологий разработки пласта, бурения, добычи, проектирования объектов и информационной техники.

Еще одна крупнейшая компания в этой сфере - Chevron Research and Technology Company (CRTC), занимающая ведущее место в мире по разработке новых технологических процессов нефтепереработки и нефтехимии, основываясь на собственных фирменных изысканиях в области катализаторов<sup>105</sup>.

Широкое внутрикорпоративное и внекорпоративное применение новейших информационных технологий, как правило, разработанных внутри самой метакорпорации, обеспечивает постоянный, всеобъемлющий, управленческий контроль за операционной, технической и финансовой деятельностью своих подразделений в любой точке земного шара в режиме реального времени, при этом значительно повышая их конкурентные преимущества. Нефтяные метакорпорации в настоящее время все более распространяют и внедряют в нефтяной среде единые для всего мира стандарты передачи и обработки информации, единообразные финансово-информационные инструменты.

В рамках метаструктур огромный вес имеет и внутренний финансовый сектор. Безусловно, сращивание нефтегазового и финансового капитала происходило на протяжении всей истории развития нефтяной отрасли. Однако с наступлением постиндустриального этапа, его роль многократно возрастает. Отличительной особенностью нефтяных метакорпораций является система акционирования, которая в значительной степени опирается на систему финансового участия и совместного владения и приобретает все более многоступенчатый характер, адекватный новым условиям экономики постиндустриального периода. Эта отличительная особенность была отмечена российскими экономистами [10,11]. Структура акционерного капитала этих компаний через систему прямого и непрямого участия отягощена присутствием мировых лидеров инвестиционных банков.

Среди основных акционеров нефтяных метакорпораций – ведущие мировые банки: Morgan Stanley, Goldman Sachs, JPMorgan, Merrill Lynch, Salomon Brothers, а также фонды прямых частных инвестиций (Private equity funds), в том числе 11-ти самых крупных

---

<sup>103</sup> CPTC широко предоставляет информационно-техническую продукцию и услуги в области прикладных компьютерных программ, телефонных сетей и систем передачи данных. Компания использует два крупных информационных центра, оборудованных самым разнообразным аппаратным и программным обеспечением, включая большие ЭВМ общего назначения, АПМ центры и персональные компьютеры, а также глобальную и локальные информационные сети.

Штаб-квартира компании находится в городе Сан-Рамоне (штат Калифорния), а ее подразделения работают, в первую очередь, на территории США в основных пунктах, где осуществляет свои операции "Шеврон". Кроме того, у компании имеются объекты связи на территории Великобритании, Африки и Азиатско-Тихоокеанского региона.

<sup>104</sup> CPTC занимает сильные конкурентоспособные позиции по целому ряду ключевых направлений технологии, включая трехмерный сейсмический анализ, применение технологии визуализации, а также моделирование в бурении пластов.

Штаб-квартира компании CPTC находится в Хьюстоне (штат Техас), производственные объекты — в Ла-Хабре и Сан-Рамоне (штат Калифорния) и Новом Орлеане (штат Луизиана).

<sup>105</sup> Эта компания, штаб-квартира которой находится в Ричмонде (штат Калифорния), оказывает услуги в области научных исследований и разработки технологий нефтеперерабатывающим и нефтехимическим предприятиям "Шеврона". Компания также оказывает услуги в масштабах всей корпорации, в частности, в области экологических технологий, систем управления технологическими процессами нефтепереработки, технологии материалов и управления проектами капитального строительства.

мировых фондов - The Carlyle Group, TPG, Kohlberg Kravis Roberts, CVC Capital Partners, BlackRock, Apollo Management, Bain Capital, The Blackstone Group.

При этом крупнейшие международные инвестиционные банки и фонды инвестиций, которые в составе своего акционерного капитала имеют капитал друг друга, будучи также главными акционерами нефтяных метакорпораций, при этом одновременно выступают их главными консультантами, финансируют глобальные проекты этих корпораций, связанные с:

- ✓ созданием новых направлений деятельности и структур, приобретением материальных и финансовых активов других существующих компаний;
- ✓ структурированием и организацией сделок по слияниям, поглощениям, и пр. с использованием механизмов bridge financing, leveraged buy-out, (LBO), management buy-out (MBO)<sup>106</sup>, обеспечивая на этой основе обретение контроля над активами при относительно небольшой доле собственных денежных средств;
- ✓ реализацией совместных проектов и образованием совместных компаний.

Технологическое совмещение магистральных информационных и финансовых коммуникаций и сетей привело созданию нового информационно-финансового института, сближению и постепенному слиянию информационной и финансовой сфер деятельности нефтяных метакорпораций («невесомых» факторов развития), что обеспечило значительное усиление их глобальной авангардной роли.

Будучи международными не только по составу капитала, нефтяные метакорпорации осуществляют свою деятельность по всему миру. В рамках их деятельности происходит интеграция международных промышленных, банковских и небанковских кредитно-финансовых учреждений, что ведет к значительному росту финансовых потоков, не связанных с обслуживанием материального производства, нефтегазового производства. Финансовый рынок метакорпораций стал играть независимую от рынка нефти и нефтепродуктов роль, а нефтяные деньги, сами превратились в товар, способствуя глобализации мирового нефтяного бизнеса.

Сегодня в своих структурах нефтяные метакорпорации имеют специализированные подразделения по фондовым рынкам, при этом колоссальные инвестиционные возможности позволяют им выступать в роли маркетмейкеров на основных фондовых и нефтяных биржах: Нью-Йоркской, Лондонской и Сингапурской. Значительный рост спекулятивного капитала нефтяных метакорпораций означает резкое увеличение оборота мировых финансовых ресурсов, в чем проявляется одна из форм усиления «невесомости» метакорпоративных нефтяных структур.

Сегодня, в мировой экономике наблюдается взрывной процесс вторжения криптовалют, которые претендуют на роль новых финансовых инструментов. Перспективы их использования пока недостаточно ясны, поэтому отношение к ним достаточно противоречиво. Однако, использование технологий и протоколов распределенного реестра, именуемого блокчейн, все более берется на вооружение метакорпорациями, поскольку это позволяет иметь надежную распределенную базу данных, не нуждающуюся в центральном репозитории, которая понятна для всех участников. Использование этих возможностей позволяет и переходить к внедрению системы, именуемой «smart contracts» (умные контракты), обработки документов, записи изменения состояний и регистрации прав и перехода прав, что значительно сокращает издержки, значительно ускоряет процесс и повышает эффективность бизнеса.

---

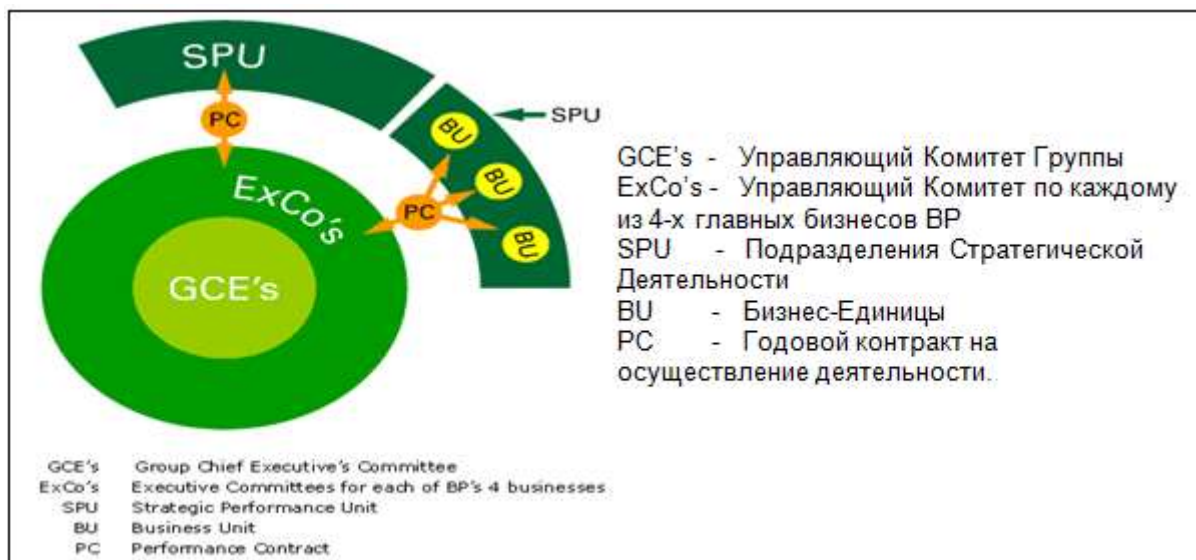
<sup>106</sup> Bridge financing - кредитование под предполагаемое размещение акций компании либо поглощение; leveraged buy-out (LBO) - приобретение компаний с использованием заемных и собственных средств инвесторов; management buy-out (MBO) - выкуп компаний их менеджментом с использованием заемных и собственных средств (как разновидность LBO).

Лавинообразный поток информации, повсеместная цифровизация бизнес- процессов, принятие решений, основанных на потоке данных (Data Driven Decisions) способствует повсеместному внедрению блокчейн-протоколов и уже имеются свидетельства того, что метакорпорации пытаются задействовать блокчейн. Такие компании как BP, Eni и Wien Energie экспериментировали с использованием блокчейна для торговых сделок параллельно существующим системам.

Все это ведет к тому, что все более наблюдается процесс перестройки вертикально - интегрированных потоков глобальных компаний в направлении перехода ее к сетевой системе автоматического регулирования с обратной связью, т.е. – в самоорганизующуюся структуру, что вероятно, станет центральным направлением трансформации глобальных нефтегазовых компаний в ближайшее время, усиливая значение «невесомого» управления.

Возрастание роли и значения деятельности, связанной с повсеместным внедрением информатизации, интегрированных информационных и телекоммуникационных систем, наличие многочисленных центров реализации проектов, их географическая распределенность и пр. обусловили переход к новым структурам, которые становятся более эффективными в условиях динамично изменяющейся внешней среды. Новым для метакорпоративных структур является размытость уровней управления и небольшое их количество, гибкость структуры управления, децентрализация принятия решений, индивидуальная ответственность каждого подразделения и работника за общие результаты деятельности.

Все более «невесомый» характер приобретают также и оргструктуры метакорпораций, их взаимосвязанные подсистемы (сетевая, виртуальная, волновая и пр.), которые позволяют им быстро реагировать на постоянно возникающие изменения, влиять на них и управлять ими. Адекватно новым задачам построена и система управления British Petroleum, которая ведет свою деятельность в 72 странах мира, в ее работе в 2017 г. было задействовано 74500 человек:



**Рисунок 4. Структура управления British Petroleum.**

Источник: данные компании BP.

Трансформируется также стратегия вертикальной интеграции в рамках нефтяных глобальных компаний. В традиционных нефтяных компаниях эта цепочка может быть представлена следующими направлениями, часто используемыми для классификации компаний, что широко применяется зарубежными исследователями нефтегазового бизнеса:

1. IOC - integrated oil companies – ВИНКи;
2. E&P - independent exploration and production - независимые добывающие;

3. R&M- independent refinery and marketing - независимые перерабатывающие;
4. OFS - oil field services – нефтесервисные компании;
5. MF - mid-stream firms - компании, связанные с логистикой и транспортом нефти.

Общепринятый подход подразумевает, что вертикальная интеграция охватывает звенья этой цепочки: от скважины до бензоколонки. Однако, анализ глобальных компаний показывает, что в сегментах цепочки создания стоимости сама цепочка представлена компаниями, имеющими различную компоновку интеграционных связей по цепочке создания стоимости, которая для самой метакопорации носит глобальный характер<sup>107</sup>:



**Рисунок 5. Классификация компаний в структуре глобальных ВИНК по типу интеграции в цепочке создания стоимости.**

Источник: Козеняшев К.А. Эволюция стратегии вертикальной интеграции в условиях глобализации мирового нефтяного хозяйства.- Государственный университет управления.- М. : 2014.

- ✚ Первую группу компаний (рис. 1.9) в основном составляют нефтеперерабатывающие заводы, например в глобальной компании ExxonMobil примером может служить НПЗ в Роттердаме. В зависимости от того, сколько стоят активы по переработке нефти, крупные компании могут либо вводить их в контур своего бизнеса, либо, наоборот, выводить из него или даже продавать на рынке, что обусловлено, прежде всего, цикличностью маржи, создаваемой в переработке.
- ✚ Вторая группа компаний – апстрим интегрированные – например, как компания Slagen в Норвегии (с мощностью переработки 6 млн. т), которая была выкуплена компанией ExxonMobil и переработка которой была соединена с добычей ExxonMobil в Северном море. Компания ExxonMobil в рамках стратегического планирования приняла решение о том, что данная цепочка потеряла свою эффективность. Однако падение цен на нефть в 2015 г. заставил пересмотреть данное решение и был взят курс на модернизацию НПЗ с целью повышения эффективности цепочки создания стоимости.
- ✚ Третья группа - даунстрим интегрированные компании, прежде всего, характерны для тех регионов мира, где отсутствует доступ к добывающим активам. Примером может служить приобретение глобальной компанией Total НПЗ Donges

<sup>107</sup> Подробнее понятие глобальная цепочка создания стоимости раскрыта в статье Gereffi G., Fernandez-Stark K. Global Value Chain Analysis: A Primer. Duke University. North Carolina. USA, 2011.[17]

и портовых сооружений порта Donges. Поставка нефти на данный НПЗ осуществляется непосредственно из порта и, следовательно, напрямую с добычей не связана, однако связана со сбытом нефтепродуктов Total. Примеров такого построения цепочек можно представить достаточно много и в целом, представляет собой сборку комплементарного пазла.

При этом следует признать, что вертикальная интегрированность перестаёт существовать в чистом виде. Субъекты высшей мировой нефтяной лиги варьируют её содержание, избавляются от менее продуктивных, низкомаржинальных активов в цепочке создания стоимости, получая более эффективное и целесообразное конечное решение.

Таким образом, отметим, развитие мирового нефтяного бизнеса в XXI веке характеризуется совершенно новыми явлениями, кардинальные сдвиги произошли на всех его уровнях: в самом предмете труда – нефти, применении новейших орудий труда и технологий. Изменения произошли и на уровне самих нефтегазовых компаний, формах и методах их управления, их стратегий, характере конкуренции на энергетических рынках и пр. Главными субъекты современного мирового нефтяного бизнеса стали глобальные нефтяные компании. В современных условиях они оказывают решающее влияние на развитие мировой нефтяной отрасли, и, используя свои глобальные стратегии, в значительной степени сами определяют направление и характер формирования единого мирового нефтяного хозяйства.

#### **Список используемой литературы:**

1. Козеняшева М.М. Взаимосвязь системного, структурного и энергетического кризисов в условиях трансформации мировой индустриальной системы в постиндустриальную // Экономические науки. №12 (73), - 2010, - С. 162.
2. Словарь по общественным наукам (<http://www.glossary.ru>)
3. Замулин О. Концепция реальных экономических циклов и ее роль в макроэкономической теории // Вопросы экономики, 2005, №1, с.148-150.
4. U.S. Economic Accounts, Bureau of Economic Analysis, 2013.
5. Авдулов А.Н., Кулькин А.Н. Наукоемкие технологии и их роль в современной экономике, Проект № 02-06-80004, ИНИОН РАН.
6. Общественно-политическое сетевое издание России «Полит.ру». – Статьи.- Наука.- 21.09.2016 г.
7. Рудакова О. В. Научно-технический потенциал: Россия на фоне мировых тенденций / О. В. Рудакова, В. П. Бардовский // Вестник ОрёлГИЭТ. - 2014. - № 1. - С. 35-42.
8. Козеняшева М.М.. Глобализация мирового нефтяного хозяйства и российский нефтяной комплекс.- М.:ГУУ, 2009.
9. Derrick Z. Jackson. "Big Oil's bigtime looting", editorial from the Boston Globe, 2 September 2005.; "Crude Awakening", NOW, week of 16 June 2006.
10. Кудakov А.С. Особенности формирования финансово-промышленных корпоративных структур и их влияние на экономику страны // Проблемы современной экономики , N 3(23), СПб., 2007 г.

11. Лознев Т.Г. Теория и методология финансового управления метакорпорациями: Автореф. диссертации на соискание ученой степени доктора экономических наук, СПб., 2007.
12. Драчева Е.Л., Либман А.М. Проблемы определения и классификации интегрированных корпоративных структур // Менеджмент в России и за рубежом. - "№ 4/2001, М., "Финпресс»
13. «Все, что нужно знать об умных контрактах».- <https://rb.ru/story/smart-contract/>
14. Е. Дейнего. Крипtoneфть: зачем нефтяникам биткойны?- Нефть и капитал. - <https://oilcapital.ru/article/general/13-11-2017/kriptoneft-zachem-neftyanykam-bitkoiny-9a8a2f47-1a1e-4450-a917-fb49b1f5df1a>
15. Financial Statements for BP plc (ADR) - Google Finance.
16. Козеняшев К.А. Эволюция стратегии вертикальной интеграции в условиях глобализации мирового нефтяного хозяйства.- Государственный университет управления.- М. : 2014.
17. Gereffi G., Fernandez-Stark K. Global Value Chain Analysis: A Primer. Duke University. North Carolina. USA, 2011.

## **Роль импортозамещения в развитии нефтегазового комплекса России**

Импортозамещение обычно расценивается в качестве вынужденной меры, которая направлена против экономических санкций, введенных западными государствами против Российской Федерации. В этом качестве импортозамещение есть именно мера вынужденная, которая потеряет свой смысл после отмены санкций. Однако считается, что экономические санкции для России - это надолго. Поэтому российской экономике нужно учитывать действия и проявления этих санкций.

Наиболее жестко экономические санкции коснулись российской энергетической отрасли. И это не случайно, ибо нефтегазовый комплекс России является той отраслью, от которой в значительной мере зависит экономическое благополучие страны. Ведь до сих пор доходы от экспорта нефтегазовых ресурсов составляют около 40% доходной части госбюджета России. Эффективность деятельности российских энергетических компаний основывалась на импорте зарубежных материалов, оборудования и технологий. Ресурсную основу энергетических инвестиционных проектов составляли заимствования на внешних финансовых рынках. Имея в виду все эти обстоятельства, западные страны попытались нанести наиболее чувствительный удар в уязвимое место российской экономики

Безусловно санкционный удар был довольно тяжелым. Санкции не могли не сказаться на динамических характеристиках развития энергетической отрасли России. Это совпало с резким снижением мировых цен на нефть и природный газ почти в 2,5 раза. Все это способствовало снижению показателей добычи углеводородного сырья. Сложившаяся неблагоприятная ценовая конъюнктура мирового рынка заставила отказаться от разработки перспективных проектов на шельфе арктических морей. Напомню о свертывании работ по освоению Штокмановского месторождения природного газа в Баренцевом море. В течение 2015-2016 гг. российская экономика потеряла от воздействия экономических санкций, по оценке некоторых российских экспертов, 14-15 млрд. долл.

Имея в виду выше названные условия, следует, на наш взгляд, иначе рассматривать роль и значение импортозамещения. Оно должно стать важным элементом макроэкономической политики всей экономики России и нефтегазового комплекса, в частности. Импортозамещение должно быть нацелено на решение по крайней мере двух важных макроэкономических задач.

Во-первых, преодоление отрицательного макроэкономического эффекта вытеснения, когда необходимо преодолеть зависимость от поставок импортного оборудования и материалов, а также зависимость от внешних источников финансирования.

Во-вторых, обеспечить устойчивый экономический рост с упором реализации создаваемой продукции на внутреннем рынке.

Отметим, что решение поставленных задач в области импортозамещения опирается на серьезную государственную поддержку. Поскольку нефтегазовая отрасль имеет системообразующее значение для всей экономики России, то Правительство РФ предложило Минэнерго РФ совместно с Минпромторгом РФ разработать План мероприятий по снижению зависимости отраслей ТЭК от импорта, который был утвержден еще в ноябре 2014 г. В качестве основного ориентира развития импортозамещения была поставлена задача сократить долю поставок в отрасль импортного оборудования в течение 2015-2020 гг. с 60% до 43%. По предложению Минэнерго РФ российскими энергетическими компаниями был осуществлен экспертный анализ, раскрывающий степень использования импортных технологий и оборудования.

На основе проведенного анализа были определены 12 приоритетных направлений развития отечественного производства нефтегазового оборудования. Это технологии

гидроразрыва пласта и наклонного бурения, технологии снижения природного газа, оборудование для разработки и освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, оборудование для разработки арктических месторождений и на морском шельфе, технологии и материалы для производства качественных "светлых" продуктов нефтепереработки и др.

Реализация мер, направленных на импортозамещение, непосредственно совпадает с задачами развития нефтегазовой отрасли России, которые были определены Энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 г. Введенные санкции следует рассматривать в качестве важного катализатора, ускоряющего научно-технический прогресс в отрасли. Импортозамещение это не просто работа по замене импортного оборудования и материалов отечественным. Эта огромная работа по повышению объемов производимой продукции, росту качественных характеристик производимого отечественного оборудования, которое должно соответствовать самым высоким мировым стандартам и превосходить зарубежные аналоги.

Успешное решение задач по развертыванию импортозамещения не только в отраслях нефтегазового комплекса, но и во всей российской экономике требует внесения существенных изменений в содержание экономической политики страны. Сегодня в первую очередь требуется нацелить экономическую политику на устойчивый экономический рост. Это значит, что основой такого развития должно быть полное и последовательное использование внутренних ресурсов и возможностей, когда создаются все условия для производства продукции, основанного на собственных технологиях и оборудовании. Создаваемая продукция должна быть ориентирована главным образом на внутренний рынок. Сегодня указанный тренд в экономической политике используется многими странами, пережившими серьезные последствия мирового экономического кризиса 2007-2008 гг.

Другое важное изменение, которое напрашивается, воссоздание индустриальной базы нашей экономики. Речь идет не об инновационных направлениях промышленного развития. Для того, чтобы иметь реальную возможность инновационного обеспечения нашего экономического развития нужны самые элементарные вещи: металлообработка, станкостроение, производство первичных материалов и приспособлений для развития различных направлений машиностроения. Без этого экономика любой страны не может нормально существовать и обеспечивать материальное воплощение достижений научно-технического прогресса.

Вот этой основы у российской экономики не хватает. Металлообработка и станкостроение были разрушены в 90-е годы XX века в период осуществления рыночных реформ в стране. Адептам реформ казалось, что Россия должна больше добывать сырья и топлива ( это у ней всегда это хорошо получалось ), а все остальное можно приобрести по импорту. Таким образом были утрачены серьезные конкурентные позиции по многим отраслям промышленности, в том числе и в отраслях производства нефтегазового оборудования. В условиях СССР машиностроение играло основополагающую роль в структуре народного хозяйства. Оно было в состоянии обеспечить оборудованием и технологиями практически все отрасли народного хозяйства. В 80-х годах XX века отрасли нефтегазового комплекса были на 80% обеспечены оборудованием отечественного производства. Разрушение индустриальной базы российской экономики серьезно влияет на темпы экономического развития, порождая определенное отставание от зарубежных стран. Слабая индустриальная база развития нашей промышленности тормозит налаживание собственного производства необходимых материалов и оборудования. Это препятствует организации серийного производства разработанных и внедряемых инноваций.

В течение 90-х годов, по оценке известного российского статистика В.Симчеры, было уничтожено более 30 тыс. промышленных предприятий. Данный вопрос стоит сегодня



чрезвычайно остро, ибо недостаточная индустриальная база серьезно сдерживает развитие импортозамещения.

Понятно, что решение указанного вопроса - это не реализация отдельных мероприятий промышленной политики, а огромный комплекс мер по реиндустриализации российской экономики. Образно говоря, нам нужно сделать в своем экономическом развитии шаг назад, чтобы затем сделать два шага вперед по пути самостоятельного индустриального развития. Без воссоздания прочной индустриальной базы нашей промышленности сложно решать задачи импортозамещения. Эффективная промышленная политика должна строиться на собственной материально-технической основе, на основе независимости от зарубежных партнеров.

Еще одна важная проблема, которая препятствует возможности скорого и эффективного решения задач импортозамещения. Это нехватка финансовых ресурсов. Понятно, что инвестиционные ресурсы всегда в дефиците. Но для российского нефтегазового комплекса сложились "уникальные" условия. Главным источником инвестиционных ресурсов для реализации нефтегазовых проектов были заимствования на международных финансовых рынках. Обратим внимание на причины такой ситуации.

Во-первых, слабость российского финансового рынка, где отсутствуют реальные кредитные организации, которые были бы в состоянии финансировать крупные проекты по добыче нефти и газа. Если мы говорим о слабости кредитных организаций, то это подтверждает их слабую заинтересованность в участии в инвестиционных проектах. Сегодня банковско-кредитная система в нашей стране в большей степени держится на деятельности банков с государственным участием. Реально заимствования возможны при наличии государственных гарантий. Следует также отметить отсутствие "длинных" денег на российском финансовом рынке. Фактически складывается ситуация, когда внешние заимствования полностью перекрывают возможности финансирования за счет средств, полученных с российского финансового рынка. Ведь цена капитальных ресурсов российского рынка гораздо выше цен западных финансовых рынков. Достаточно сравнить ставки рефинансирования ЦБ РФ и Европейского центрального банка. Эти сравнения показывают, что ставка ЕЦБ ниже ставки ЦБ РФ почти в 3 раза. Следует иметь в виду следующую ситуацию. Поиск заемных ресурсов сочетается с поиском эффективных технологий и оборудования.

Безусловно, что здесь первичны оборудование и технологии. Зарубежные компании, поставляющие технологии и оборудование для российских нефтегазовых проектов, находят средства, с помощью которых можно оплатить поставку оборудования и материалов для данного инвестиционного проекта.

Сегодня импортозамещение должно рассматриваться как важная составная часть реально осуществляемой экономической политики. Она нацелена на обеспечение устойчивого экономического роста и инновационного развития. Во многом устойчивое развитие зависит от степени обеспечения топливно-энергетическими ресурсами.

В ближайшие годы <sup>108</sup> руководство страны поставило перед отраслью задачу дальнейшего увеличения добычи углеводородного сырья. В частности, на период 2018-2019 гг. поставлена задача выйти на уровень добычи нефти в 570-575 млн. т в год, тем самым превзойдя наивысшие показатели добычи советского периода.

Несмотря на действующие санкции, серьезное наступление США на экспортные позиции России по природному газу, поставки российской нефтегазовой продукции на экспорт не только не сокращаются, а даже увеличиваются. При этом конкуренция на мировых энергетических рынках в настоящее время отнюдь не ослабевает. Пока США не смогли создать жесткую конкуренцию своими поставками сжиженного природного газа в

---

<sup>108</sup> Аргументы и факты. 2017. № 23

Европу российскому трубопроводному газу. В страны ЕС поставки российского газа в течение периода 2016-2017 гг. возросли почти на 30%. Среди европейских покупателей природного газа из России крупнейшим остается Германия. В течение 2017 г. в Германию было поставлено более 50 млрд. куб. м природного газа.

Уровень зависимости от поставок импортного оборудования и технологий для добычи и переработки нефти и природного газа довольно высокий. Но отказ ряда западных компаний от поставок в Россию не застал наши нефтегазовые компании врасплох. Предпринимаются усилия по замене импортных материалов и оборудования отечественными. Работа идет в этом направлении во всех более-менее крупных российских компаниях.

В последние 2-3 года российские компании, занимающиеся изготовлением оборудования для нефтегазодобычи стали получать большие заказы на производство отдельных видов материалов, машин и оборудования. Например, российские компании стали активно осваивать производство магистральных насосов и электронасосных агрегатов. По этому виду нефтегазового оборудования еще 4-5 лет назад импортная зависимость была практически полная. Определенный прогресс был достигнут в производстве запорного оборудования для трубопроводов, а также в производстве систем измерения показателей качества нефти.

К 2020 г. намечено существенно увеличить выпуск указанного оборудования, разместив заказы на его изготовление на 10 российских предприятий. Это позволит сократить уровень импортной зависимости вдвое к 2020 г. В 2015 г. началось размещение на ряде российских нефтехимических предприятий производства смеси АСП, которая при закачивании в пласт позволяет увеличить отдачу нефти на месторождении почти на 30%. Еще 5 лет назад подобные смеси закупались нашими нефтяными компаниями за рубежом. Уже в 2016 г. была запущена первая установка по производству смеси АСП в Ханты - Мансийском автономном округе были применены в Салымской группе нефтяных месторождений. С помощью использования смеси АСП будет осуществляться нефтедобыча на месторождениях, у которых снижен дебит скважин.

Серьезный прогресс был достигнут в производстве катализаторов для технологии крекинга. У российских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) до 2014 г. была практически полная зависимость от импорта катализаторов. Уже в 2015 г. было налажено производство катализаторов на двух российских предприятиях объемом выпуска 12 тыс. т в год. В течение 2016 г. производство катализаторов было размещено еще на 3 российских предприятиях. Это позволит в ближайшие два года полностью обеспечить потребности российских нефтеперерабатывающих компаний в катализаторах отечественного производства.

Меры по импортозамещению захватили нефтеперерабатывающую отрасль, а также нефтехимию. В отрасли с 2011 г. реализуется программа технологической и организационной модернизации. Она еще никак не была связана с программами импортозамещения, но объективно способствовали тому, чтобы решать вопросы развития собственного производства материалов и оборудования. Определенных успехов добились предприятия, производящие насосы для нефтепереработки. К 2017 г. производство указанных насосов было размещено на 5 российских предприятиях. Развернув выпуск насосов, получают российские НПЗ на 60-70% обеспечения своих потребностей в указанных насосах.

В отрасли осуществляется довольно интенсивно процесс совершенствования технологий переработки для повышения качества производства "светлых" нефтепродуктов. К 2018 г. введено в эксплуатацию 78 обновленных установок вторичной переработки нефти. К 2020 г. ставится задача ввести в эксплуатацию еще 42 обновленные установки. Созданные установки вторичной переработки нефти базируются на более прогрессивных технологиях,

созданных главным образом на российских предприятиях. Пока российские нефтеперерабатывающие компании отстают по уровню глубины нефтепереработки от зарубежных компаний. Средние показатели глубины переработки на российских НПЗ - 62%, западноевропейских - 72%, американских - 82%. Ставится задача повысить глубину нефтепереработки в России к 2022 году до европейского уровня. В настоящее время в России действует 78 НПЗ, которые суммарно могут перерабатывать до 320 млн. тонн нефти в год

2). Введенные санкции против нефтегазодобывающих предприятий России способствуют большей мобилизации усилий на наиболее важных участках развития и технологического совершенствования производства. При этом признается необходимым коренное, инновационное обновление, которое позволило не только заместить импортную продукцию отечественной, но и сделать ее более качественной. Например, в рамках Национальной технологической инициативы "Технет" разрабатывается программное обеспечение для эффективного управления добычными комплексами. Указанный проект сочетается с инициативой "Роснефть" и Газпромбанка создать промышленный судостроительный кластер на базе Дальневосточного центра судостроения и судоремонта. Именно здесь до 2030 года планируется разместить заказ со стороны российских нефтегазовых компаний более чем на 100 единиц судов и морской техники. "Газпромнефть" стала первой российской нефтяной компанией, приступившей в формате специальных инвестиционных контрактов к локализации в Орловской области производства насосных агрегатов. Их мощность составит до 14 МВт с подачей до 12500 куб. м в час для насосов по транспорту нефти и до 4000 куб. м./час для насосов для нефтепереработки. Объем инвестиций в течение шестилетнего срока достигнет 1,236 млрд. рублей, из которых 500 млн. рублей предоставлены в форме займа Фонда развития промышленности

Как показывает практика, поддержка отечественных производителей может вестись не только на федеральном уровне. Достаточно активно подобные планы внедряются на региональных площадках. Так, например, в 2016 году в Тюменской области было заключено более 200 контрактов на поставку импортозамещающей продукции для ТЭК. Основными контрагентами выступили крупнейшие нефтегазовые компании страны. В то же время, говоря о главных вызовах нынешнего года, губернатор Тюменской области В. Якушев высказал мнение, что инвестиционные программы нефтегазовых компаний едва ли будут<sup>109</sup> увеличиваться. Это напрямую отразится на деятельности обрабатывающих производств, работающих на интересы ТЭК. Однако в условиях недостаточного финансирования на ряду с традиционными технологиями российские ученые готовы предложить необычные решения, уникальные даже для глобального рынка.

Важным направлением политики импортозамещения в нефтегазовой отрасли России является разработка и освоение трудноизвлекаемых месторождений. Здесь сосредоточены крупные резервы наращивания объемов добычи нефти и природного газа за счет использования более гибкой и производительной технологии. Но эффективная и систематическая их разработка требует значительного объема материалов и оборудования, получаемых нашими компаниями по импорту.

В этом направлении как раз ощущается наиболее значительная зависимость наших компаний от импортных поставок. Санкции приостановили проекты с участием иностранных компаний. Заморозили свое участие в шельфовых проектах на Черном море (участок "Туапсинский прогиб") и Приновоземельских участках (скважина "Университетская-1") компания Эксон-Мобил. Прекратила участие в проекте освоения Баженовской свиты французская компания "Тоталь", вносившая в этот проект современные технологии гидроразрыва пласта. Санкции США также распространились на Южно-Кириновское месторождение (проект "Сахалин-3"), газ из которого предполагалось направить на

---

<sup>109</sup> Российская газета. 28 декабря 2017г.

действующий СПГ-завод с дальнейшей перспективой расширения его мощностей. Англо-голландская компания "Шелл" активно принимала участие в реализации проекта "Сахалин-3", осуществляя стратегический альянс с компанией "Газпром".

Но действующие санкции вынудили компанию "Шелл" отказаться от данного проекта. Решить проблему замены западных компаний в российских проектах можно было бы сотрудничеством с китайскими и индийскими компаниями. Но их специалисты пока не обладают всей полнотой компетенции и технологией, особенно если речь идет о работе в суровых условиях Арктики. Поэтому при производстве оборудования и услуг для добычи трудноизвлекаемых запасов российским компаниям приходится полагаться на собственные возможности.

Минэнерго РФ поставило перед российскими энергетическими компаниями задачу более активной реализации программ импортозамещения по наиболее важным видам оборудования и материалов. Так, "Газпром" осуществляет импортозамещение свыше 50 наименований оборудования, технологий, материалов.

В этой работе участвуют более 80 отечественных компаний. Компания "Транснефть" в 2016 году освоила производство 21 вида продукции из 26, включенных в программу локализации аналогов импортной продукции. "Сургутнефтегаз" в 2016 году успешно провел промышленные испытания геонавигационного оборудования для бурения скважин, разработанного совместно с компанией "Луч". Проведены скважинные испытания для роторной управляемой системы для бурения горизонтальных скважин, в которых были задействованы специалисты "Газпромнефти". Осуществляются работы по созданию инжинирингового центра СПГ, который должен стать лицензиаром соответствующих технологий, получающих широкое распространение в современном производстве.

Необходимый перелом в политике импортозамещения наметился в создании отечественных заводов по сжижению природного газа. Россия, как крупнейший поставщик природного газа на международные рынки, осуществляет свои экспортные поставки главным<sup>110</sup> образом по трубопроводным системам. Но в мире большое распространение получила технология сжижения природного газа и доставка его до потребителя морскими судами. До недавнего времени российские компании не обладали в достаточной степени мощностями по производству сжиженного природного газа (СПГ).

В этом отношении конкурентные позиции российских компаний были слабее зарубежных. Реально поставки на мировые рынки СПГ создавали конкурентное давление на позиции "Газпрома", поставляющего главным образом трубопроводный газ. Поэтому было принято решение создавать собственные мощности по производству СПГ в России с использованием российских технологий и оборудования. Для этого была проведена соответствующая подготовительная работа, которая показала, что российская промышленность имеет практически все необходимое, включая материалы и оборудование, для производства заводов СПГ. Это позволило развернуть строительство завода "Ямал СПГ" на побережье Карского моря. Проектная мощность завода - 16,5 млн. тонн СПГ в год. Первая технологическая линия завода была запущена в начале декабря 2017 года в присутствии Президента РФ. Производство СПГ позволит российским энергетическим компаниям укрепить свои позиции на мировых энергетических рынках, в частности, на рынках стран АТР, где до недавнего времени полностью доминировали поставки СПГ из Катара.

Наиболее сложным и вместе с тем перспективным направлением импортозамещения являются разработка и освоение огромных запасов углеводородов на шельфе арктических морей. По мнению президента Союза нефтегазопромышленников России Г. Шмаля, запасы нефти на шельфе арктических морей составляют 1,2 млрд. тонн, природного газа - более 11 трлн. куб. м. Это примерно более 25% общего объема запасов углеводородов на территории

---

<sup>110</sup> Российская газета. 7 сентября, 2017 г.

нашей страны. Их следует рассматривать как важный резерв будущего развития российской энергетики. Арктические направления требуют огромных финансовых вложений и специального оборудования на морских месторождениях в сложных условиях. Такое оборудование в нашей стране не производилось, и здесь зависимость от импортных поставок была также чрезвычайно велика. Пока сделаны только самые первые шаги в направлении налаживания отечественного производства оборудования для работы в арктических условиях. Российская компания "Моринформ система-Агат", производящая оборудования для нужд военно-морского флота России, начала выпуск систем укладки подводных трубопроводов. Ведутся также работы по созданию подводного робота "Акмобиль" для морской сейсмологической разведки. Расширяется выпуск буровых платформ российскими предприятиями. Лет пять назад такое оборудование исключительно закупалось по импорту.

В настоящее время на шельфовых месторождениях работает 15 буровых платформ российского производства : 8 стационарных добычных систем и 7 мобильных платформ-судов. Пока импортная зависимость по данному классу оборудования еще велика. Но наши производители имеют возможность в ближайшем будущем удвоить производство указанного оборудования, что уже как минимум обеспечит на половину потребности добывающих компаний в данном оборудовании.

Отметим, что процесс импортозамещения в нефтегазовой отрасли находится в самом начале. Есть отдельные успехи и большое стремление осваивать производство сложного нефтегазового оборудования силами российских предприятий. Обратим внимание на те условия, которые затрудняют реализацию политики импортозамещения в отраслях добычи и переработки нефти и газа. Как уже было отмечено, это отсутствие необходимой материальной базы для развертывания крупносерийного производства машин и оборудования, которые производились бы российскими предприятиями.

Второе важное условие, препятствующее импортозамещению - недостаток финансовых ресурсов. И первое, и второе условие крайне важны. Наличие одного условия предполагает наличие другого. Крайне важным представляется систематическая поддержка государством процессов импортозамещения. Если сохраняется внимание государства к политике импортозамещения, то это будет надежной опорой поступательного развития серьезных качественных преобразований, обуславливающие дальнейший рост и развитие отраслей нефтегазового комплекса России.

#### **Список используемых источников**

1. Воздвиженская А. Акцизы: иногда их возвращают // Российская газета. 28 декабря 2017 г.
2. Жернов С. Российский кризис упирается в импортозамещение // Независимая газета. 22 марта 2016 г.
3. Зубков И. Курс важнее санкций // Российская газета. 6 февраля 2017 г.
4. Квитко Ю. Новые ключи к тайнам недр // Российская газета. 7 сентября 2017 г. Приложение "Импортозамещение"
5. Фурсова И. Прямое отражение // Российская газета. 14 декабря 2017 г. Приложение "Импортозамещение"
6. Шуркалин А.К. Импортозамещение - важное средство развития нефтегазовой отрасли Российской Федерации / Актуальные проблемы инновационного развития экономики России: сборник научных статей. Под ред. Е.М. Осипова, А.П. Сысоева, М.С. Халикова. - М.: Университетская книга, 2017 г.
7. Шуркалин А.К. Факторы и условия импортозамещения в нефтегазовом комплексе России// Экономика и управление: проблемы, решения. 2017 г. № 3.

## Цифровизация – Новая эра в энергетике .Ускоренное развитие информационных технологий в мировой экономике

Технический прогресс, в котором информационные новые технологии в 21 веке играют ведущую роль, идет ускоренными темпами и пронизывает все сферы материального производства и социума. Исторический взгляд на этапы мирового технологического развития и основные драйверы роста экономики представлен на (рис.1):



**Рисунок 1. Эволюция производительности и мегатренды, вызывавшие изменения.**

Источник: Beyond Oil Digitalization. Ron Beck Aspen Technology. 2017.

Из рис.1 следует, что ведущими факторами роста становятся информационные технологии, роботизация и всесторонняя автоматизация производственных процессов. Современный этап развития общества проходит под знаком глобального распространения цифровых технологий или («цифровизации»), которая уже широко распространилась на энергетику и нефтегазовые отрасли.

Ниже рассматриваются характерные черты процесса цифровизации, ее структурные, технологические, организационные и финансовые аспекты с некоторой детализацией сектора разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений (сектора «апстрим»).

В связи с бурным развитием информационных технологий за последние годы изменился «табель о рангах» крупнейших международных корпораций. Текущая ситуация в наиболее продвинутой в этом направлении стране (США) показана на (рис.2)



**Рисунок 2. Крупнейшие по уровню капитализации компании.**

Примечание: ранжирование проведено для публично торгуемых компаний; рыночная капитализация рассчитана на конец 2-го квартала 2017 г; размер кружков соответствует величине капитализации.

Источник: Digitalization – New energy Era, IEA 2017.

Как видно из рисунка, компании цифровых технологий стали мировыми лидерами по величине капитализации, хотя энергетические компании все еще сохраняют лидерство по доходам.

Технологическое развитие нефтегазовых компаний характеризуется существованием двух трендов: 1) прогресса информационных систем и 2) резкого роста спроса на информацию, переходу к миру «BigData», открывающему новые возможности в реализации продвинутой аналитики и создающему важные предпосылки для завоевания компаниями конкурентных позиций.

В условиях относительно низких цен на нефть отрасль предъявляет особые требования к сокращению затрат, повышению эффективности, освоению и развитию новых регионов добычи и выходу на новые рынки сбыта. В ходе реализации этих целевых установок возникают новые задачи — повышение скорости и качества решений, интерпретация огромных потоков информации, извлечение выгод от все более разнообразных инноваций в области информационных технологий (ИТ).

Наиболее востребованными становятся методы и технологии управления в реальном времени, сценарного моделирования и поддержки принятия решений в условиях неопределенности. При этом очевидно, что новые технологии обеспечивают лишь технологическую платформу, объем данных и инструменты для их реализации, тогда как ответственность за принятие решений остается за специалистами.

Широкое использование современных информационных технологий во всех звеньях цепочки создания добавленной стоимости и уровнях управления: от месторождения до корпоративного центра является неотъемлемым требованием для компаний-лидеров отрасли. Высокий уровень "цифровизации" бизнеса (процесса перехода от традиционных процессов к интеллектуальным, цифровым) является немаловажным положительным фактором для привлечения инвесторов и удержания ценных специалистов, создания имиджа компании будущего.

Цифровые месторождения (ЦМ) позволяют управлять эксплуатацией дистанционно, существенно снижая тем самым производственные затраты и повышая уровень безопасности операций. В настоящее время термин «интеллектуальный» («smart»), наряду с термином «цифровой», используется практически на всех этапах нефтегазовой промышленности.

Более совершенные процессы управления, достигаемые за счет цифровизации, могут обеспечить существенные выгоды в расходах энергии и затратах, что иллюстрирует рис.3.



**Рисунок 3. Экономия энергии, срок окупаемости и инвестиции в технологии цифровой оптимизации управления процессами в США.**

Примечание: Эти величины были получены по данным аудита, проведенного Департаментом энергетики США (DOE) и Центрами производственных оценок (IACs);



отмеченная экономия энергии зависит от количества проведенных аудиторских оценок в рассматриваемом году, количества зарегистрированных рекомендаций и числа компаний, в которых проводился аудит.

Источник: Digitalization – New energy Era, IEA 2017.

Информационные или цифровые технологии в настоящее время широко используются в мировом нефтяном комплексе на всех стадиях нефтяной цепочки. Расходы на них являются одной из важных статей ведущих компаний мира, что позволяет улучшать показатели эффективности разработки месторождений, повышать темпы добычи, снижать издержки на всех стадиях нефтяного цикла.



**Рисунок 4. Потенциальный вклад цифровизации в нефтяной, газовой, угольной и электроэнергетической отраслях.**

Источник: Digitalization – New energy Era, IEA 2017.

Из приведенного рисунка, в частности, следует, что при одинаковых барьерах на пути цифровизации в секторе апстрим, операции с нетрадиционными ресурсами способны обеспечивать существенно больший экономический вклад по сравнению с цифровизацией месторождений, осваивающих традиционные ресурсы нефти и газа – и это при примерно равных барьерах ее реализации. В то же время для сектора данстрим (переработка, маркетинг), экономический эффект относительно невелик, а барьеры для внедрения весьма значительны. Рост производительности и эффективности различны для разных сфер применения в секторах поставки.

Цифровое месторождение (ЦМ) – это объединение нескольких технологий нефтегазовых операций ГРП, бурения, добычи и цифрового управления в сочетании со стандартизированными коммуникационными технологиями. Потенциально, эта концепция может быть расширена, начиная с построения 3х-мерных и 4х-мерных сейсмических изображений до преобразования данных в программы, позволяющие предоставлять информацию операторам сектора апстрим, а также сервисным и иным заинтересованным компаниям. Теоретически она может влиять на всю цепочку формирования стоимости нефти и газа, с учетом всех сопутствующих технических, технологических и человеческих факторов.



Инновационные технологии ЦМ имеют свои названия у каждой компании:

**Терминология, используемая для «цифровых» месторождений**

- **Shell**, «Умное месторождение» (Smart Field) ;
- **Chevron**, «Интеллектуальное месторождение» (i-Field);
- **BP**, «Месторождение будущего» (Field of future);
- **Petoro**, «Умная эксплуатация» (Smart Operations);
- **Statoil Hydro, OLF**, «Интегрированная эксплуатация» (Integrated Operations) ;
- **Halliburton**, «Управление в режиме реального времени» (Real Time Operations);
- **Schlumberger**, «Умные скважины» (Smart Wells);
- **CERA**, «Цифровое нефтяное месторождение будущего» (Digital oil field of future (DOFF));
- **Cap Gemini**, «Оптимизация и удаленное управление месторождением» (Intelligent field optimization and remote management (INFORM));
- **ADCO**, «Интегрированная модель управления активами» (Integrated Asset Operation Model (IAOM)) и т.д.

Несмотря на разницу в названиях, новые технологии управления, по сути, близки и одинаковы по своим целям и решаемым задачам в режиме реального времени: ускоренная обработка все возрастающего объема информации; моделирование многочисленных сценариев производства; максимизация добычи и достижение высоких коэффициентов извлечения углеводородов; выбор рационального варианта развития; принятие управляющих решений и выполнение работ по оптимизации производства.

Говоря о тенденциях в развитии цифровых технологий, следует иметь в виду их комплексный характер и возможность получения синергетического эффекта. Так, помимо повышения эффективности, цифровые технологии существенно облегчают контакты с потребителями. В соответствии с анализом, проведенным компанией Accenture (Digital Transformation Initiative Oil and Gas Industry. Oil Energy Forum, jan.2017), одной из самых обсуждаемых в нефтегазовых компаниях проблем становятся методы больших чисел (Big Data), новые аналитические подходы, интернет вещей и мобильные устройства. Сравнительный объем инвестиций по отдельным направлениям использования цифровых технологий показан на (рис 5).



\* - Проценты в столбцах соответствуют нефтегазовым компаниям, по которым проводились исследования

**Рисунок 5. Инвестиции в цифровые технологии**

Источник: Digital Transformation Initiative Oil and Gas Industry. Oil Energy Forum, jan.2017.

### Области использования ЦМ

Эксперты выделяют следующие основные области использования технологий цифровых месторождений:

- 1) Мониторинг удаленных активов
- 2) Удаленное управление операционной деятельностью, связанное с активами
- 3). Упреждающая поддержка
- 4.) Оптимизация добывающих активов
- 5) Удаленное инспектирование активов
- 6) Автоматизированная оптимизация производственных активов
- 7) Управление транспортным потоком
- 8) Продуктивность месторождения
- 9) Биометрический мониторинг
- 10) Машинизированные (конвейерные) производственные операции на месторождении

В отраслевом исследовании [5] была произведена оценка по трем направлениям измерения:

Ожидаемая рентабельность, ROI: Какова эффективность различных направлений использования ЦМ в компаниях в сравнении с альтернативными направлениями инвестирования?

Технологическая зрелость: Каковы направления использования технологий ЦМ и на какой стадии разработки и внедрения ЦМ находятся их компании?

Организационная готовность: Насколько готовы и способны компании принять и использовать технологии ЦМ?

Были изучены 10 наиболее важных направлений применения ЦМ (таблица 4). Анализ показал, что для всех рассматриваемых вариантов и направлений использования ЦМ обеспечивалась равная или более высокая рентабельность инвестиций в сравнении с другими вариантами инвестирования. Анализ проводился также по отдельным секторам нефтяной цепочки (видам производственной деятельности) (таблица 5).

	В целом	Ожидаемый ROI	Технологическая зрелость	Организационная готовность
Управление транспортом	<b>3,85</b>	3,44	<b>4,22</b>	<b>3,87</b>
Производительность месторождения	<b>3,76</b>	<b>3,56</b>	<b>3,93</b>	<b>3,79</b>
Оптимизация производственных активов	<b>3,63</b>	<b>3,75</b>	3,66	3,49
Упреждающее обслуживание	3,59	<b>3,69</b>	3,63	3,45
Биометрический мониторинг активов	3,59	3,31	<b>3,84</b>	<b>3,61</b>
Удаленный мониторинг активов	3,37	3,39	3,67	3,06
Удаленный контроль активов	3,31	3,45	3,33	3,14
Удаленные операции с активами	3,20	3,38	3,30	2,91
Работы на местах	2,75	3,20	2,42	2,65
Автоматизированная оптимизация добычи	2,75	3,39	2,45	2,40

**Рисунок 6. Варианты использования ЦМ, ранжированные на основе экспертных оценок по каждому индивидуальному направлению.**

Источник: Accenture. Digital Oilfield Outlook –JWN October 2015.

	Добыча нефтяных песков	ГРП и добыча	Мидстрим и Даунстрим	Сервис и поставки	Другие
Управление транспортом	<b>3,55</b>	<b>3,94</b>	3,71	<b>3,88</b>	<b>3,75</b>
Производительность месторождения	3,46	<b>3,63</b>	3,70	<b>3,88</b>	3,58
Оптимизация производственных активов	<b>3,61</b>	3,47	<b>3,90</b>	3,56	<b>3,76</b>
Упреждающее обслуживание	<b>3,56</b>	3,28	3,76	<b>3,70</b>	<b>3,81</b>
Биометрический мониторинг активов	3,19	<b>3,66</b>	<b>3,80</b>	3,64	3,33
Удаленный мониторинг активов	3,27	2,83	<b>3,83</b>	3,59	3,60
Удаленный контроль активов	3,30	3,16	3,64	3,29	3,28
Удаленные операции с активами	2,98	2,95	3,37	3,31	2,83
Работы на местах	2,76	2,32	2,65	3,06	2,33
Автоматизированная оптимизация добычи	2,87	2,26	2,48	3,00	2,56

**Рисунок 7. Сравнение совокупного ранжирования по энергетической вертикали.**

Источник: Accenture. Digital Oilfield Outlook –JWN October 2015.

Эксперты отмечают получаемые выгоды от использования ЦМ, но одновременно указывают на существующие барьеры для их эффективного использования (рисунок 10):



**Рисунок 8. Идентификация барьеров для принятия технологий ЦМ.**

Источник: Accenture. Digital Oilfield Outlook –JWN October 2015.

На основе проведенного исследования были даны рекомендации для дальнейшего продвижения ЦМ: четкое понимание возможностей цифровых технологий, лидерство в исполнении, совершенствование форм сотрудничества с партнерами, развитие и расширение диалога между участниками.

Зарубежные нефтяные компании, в отличие от российских, уже имеют значительный опыт разработки и использования систем цифровых месторождений для решения широкого круга задач. Появляются работы аналитического и прикладного характера, в которых дается обобщение десятилетнего опыта использования ЦМ. Делаются попытки обобщить достигаемые при этом технологические и экономические результаты, формулируются требования к созданию интегральной системы управления бизнесом на базе цифровых технологий, развиваются отдельные направления в теории принятия решений в условиях неполной информации и т.д.

Общая конфигурация ЦМ в системе информационного обеспечения нефтегазовой корпорации показана на рисунке 6

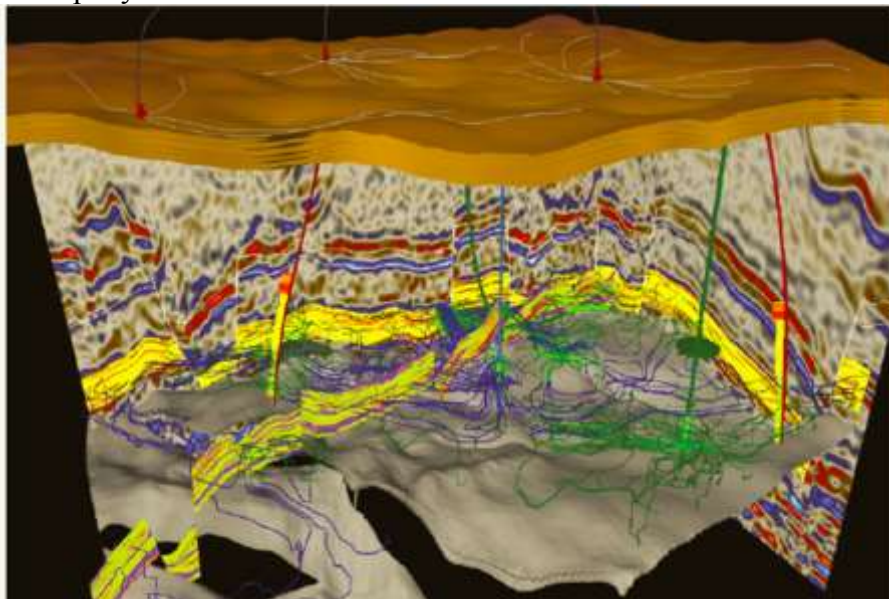


**Рисунок 9..Место технологий ЦМ в структуре информационных потоков.**

Источник: Deloitte .

Система ЦМ обслуживает несколько уровней сбора, обработки и анализа информации: аппаратный (АСУ ТП, инфраструктура), уровень месторождения (управление производственными процессами и промышленными операциями, АСУП), региональный уровень (административно-финансовые процессы, ERP), корпоративный уровень (общие задачи менеджмента корпорации). Каждому уровню иерархии ЦМ соответствует определенный перечень решаемых ключевых задач. В совокупности они формируют информационную базу для поддержки и сопровождения управленческих решений оперативного, тактического и стратегического характера.

Графическая иллюстрация примера цифровой визуализации в нефтяной отрасли показана на рисунке 7.



**Рисунок 10. Цифровая визуализация нефтяной скважины и залежи.**

Источник: [https://www.cisco.com/c/ru\\_ru/about/general-info.html](https://www.cisco.com/c/ru_ru/about/general-info.html)



Более совершенное моделирование недр на основе цифровых технологий, которые более точно оконтуривают резервуар, определяют геологические характеристики и распределение флюидов, способствуют оптимизации производства. Эксперты Schlumberger провели оценку вклада цифровых месторождений в прирост ресурсной базы нефтяных компаний (рис.8):



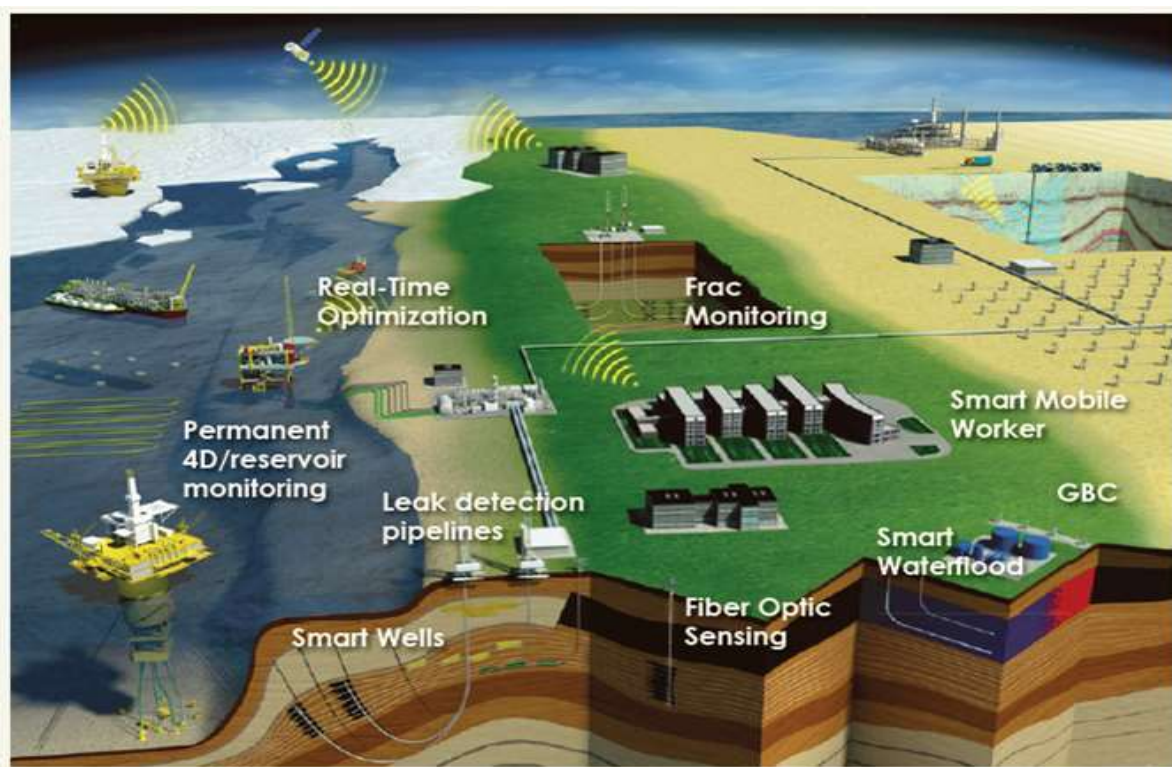
**Рисунок 11. Вклад цифровизации в величину технически извлекаемых мировых ресурсов нефти и газа.**

Примечание: предполагается, что как существующие, так и новые цифровые технологии будут распространяться по всему миру.

Источник: Schlumberger, 2017. <https://www.slb.ru>

Как видно из рисунка, широкомасштабная цифровизация может увеличить размер технически извлекаемых ресурсов нефти и газа примерно на 5%. Особенно значительным прирост запасов за счет применения ЦМ ожидается для нетрадиционных ресурсов газа (около 15%).

Многие нефтегазовые операции связаны цифровыми технологиями и могут контролироваться и управляться дистанционно с целью оптимизации добычи. Общее представление о цифровой сети для управления удаленными операциями при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений дает рис.9:



**Рисунок 12. Цифровая сеть для управления удаленными операциями в нефтегазовом производстве.**

Источник: Shell Global Solutions, 2016.

### **Проблемы и перспективы использования технологий цифровых месторождений**

Текущие рыночные условия создают проблемы для нефтяных компаний, но в то же время могут мобилизовать значительный инновационный потенциал. Миллионы интеллектуальных элементов генерируют информацию в реальном времени 24/7 в огромных объемах. Одна буровая установка может генерировать до 1 терабайта данных в день, в результате общий объем данных, проходящих через нефтяное месторождение, потенциально может составлять более 1 петабайта; и эта информация сопоставляется и оценивается с точным представлением виртуального месторождения и всех его компонентов.

По оценкам специалистов, масштабному цифровому преобразованию в нефтегазовой промышленности будет способствовать решение следующих пяти проблем (таблица 6).

**Таблица 1.**

### **Пять основных проблем в ходе цифровой трансформации производства.**

<b>Рынок</b>	<b>Двигатели рынка</b>
Увеличение масштабов цифровизации коммуникаций и	*Повышение возможностей операционной информации в развитии прогностического анализа
	*Снижение стоимости цифровизации
	*Проблемы собственности и доступа к данным (ключевым данным «в облаке»)
Рост числа альянсов	*Поиск операторами готовых решений
	*Уменьшение рисков за счет сокращения слияний и поглощений (M&A) и роста услуг нефтепромышленного сервиса
	* Стремление участников альянсов больше использовать

		решения E2E
Упрощение стандартизация	и	*Стоимость MRO
		*Стандартизация процессов и оборудования
Закупки, использующие решения	IT	*Стремление подрядчиков к оптимизации через новые технологии и платформы с целью управления расходами
		*Снижение рисков за счет исключения несовместимых данных интерфейсов
Передача знаний от компаний операторов (IOC/NOC) к нефтепромысловому сектору (OFS)		*Усилия по сокращению расходов и распределению рисков
		*Компании сектора OFS инвестируют в разведку и разработку, чтобы снизить ожидаемые риски

Источник: составлено автором на основе Unrealized Potential Of Digital. NATE CLARK. OGFJ 05.16.2016

Для того, чтобы максимизировать прибыль, компании ищут возможности управления отдельными активами на протяжении всего жизненного цикла. При этом самым большим препятствием на пути к полномасштабному успеху и адаптации к цифровым операциям, является время, необходимое для полного развертывания системы (таблица 7).

**Таблица 2.**

**Перспективные направления применения цифровых технологий в секторе апстрим**

Технологии на месторождении	Разведка и разработка	Бурение и заканчивание скважин	Добыча и скважинные операции
Управление данными	Сейсмическая инверсия и моделирование бассейна; оптимизация производства		
Операционная аналитика	Характеристика месторождения и моделирование; Управление залежью и месторождением и анализ потоков флюидов.		
Контроль за разработкой месторождения	Онлайн сеть и безопасность активов (на основе использования дронов, датчиков и других беспроводных технологий).		
Автоматизация процессов	Автоматизированное бурение; платформы с минимальным участием человека и самодиагностирующиеся устройства		
Интегрированное планирование и поставки	Логистика, планирование исполнения и календарный график использования ресурсов		
Технологии оптимизации активов	Надежность; мониторинг, основанный на прогнозах. Коммуникации на базе IT		

Источник: Unrealized Potential Of Digital/ NATE CLARK. OGFJ 05.16.2016

Многие прорывные технологии уже доступны для широкого использования (таблица 3), в то время как некоторые технологические решения потребуют годы для их совершенствования.

Таблица 3.

## Приоритетность внедрения цифровых технологий

	Апстрим	Мидстрим	Даунстрим
Высокоэффективные решения	Сплошная цифровизация («End-to-end») с помощью «Интернета Вещей» («IoT»)	Удаленное наблюдение и мониторинг трубопроводов, залежей и средств хранения	Биометрический мониторинг
	Рабочий процесс - включает операции	Оптимизация процессов с использованием новых технологий	Автоматическая система управления
	Самооптимизируемые оборудование/активы		Количественная оценка рисков в режиме онлайн
	Виртуальная и дополненная реальность		Удаленный контроль за залежью и характеристиками через мобильные технологии
	Планирование IT-стратегии истощения залежей		Система мониторинга прогностического обслуживания
	Технологии добычи нетрадиционного газа		
	Анализ информации в облаке для обнаружения отклонений		
Среднеэффективные решения	Полезные вычисления	Удаленный контроль подрядчиков	Цифровое обслуживание противопожарной защиты
	Симуляция процессов	Цифровой контроль с централизованной системой процессов и обслуживания	Вычислительная гидродинамика для мониторинга потока и температуры в трубопроводах
	Передовые материалы		Aspen Plus Separator Simulator
			3D Визуализация (дополненная реальность)

Источник: Unrealized Potential Of Digital OGFJ 05.16.2016



Компании должны подходить к цифровизации как к способу создания новых возможностей за счет использования инновационных технологий по ключевым аспектам цепочки создания стоимости. Аналитический процесс и моделирование позволяют операторам прогнозировать влияние изменений в системе и являются мощным инструментом поддержки принятия оптимальных решений в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений.

#### **Список использованной литературы:**

1. 1.Digital Transformation Initiative Oil and Gas Industry. Oil Energy Forum, jan.2017.
2. Accenture. Digital Oilfield Outlook –JWN October 2015
3. Unrealized Potential Of Digital. NATE CLARK, ABHISH ABRAHAM, AND AMIR ANVAR. OGFI 05.16.2016.
4. Beyond Oil Digitalization. Aspen Technology . Ron Beck 2017
5. IEA: Energy Sector On ‘Cusp Of A New Digital Era’
6. Transforming Big Data into Supply Chain Analytics. Milliken, Alan L., The Journal of Business Forecasting.
7. From bytes to barrels. The digital transformation in upstream oil and gas. Deloitte Insights, 2017
8. <https://www.slb.ru>
9. [https://www.cisco.com/c/ru\\_ru/about/general-info.html](https://www.cisco.com/c/ru_ru/about/general-info.html)

## Проблемы и перспективы развития экономики и энергетики Болгарии

Послевоенное развитие экономики Болгарии можно условно разделить на два этапа: советский и постсоветский. Наибольший рост экономики страны наблюдался с 1970 по 1985 гг. За этот период совокупный общественный продукт (СОП)<sup>111</sup> и произведенный национальный доход (ПНД) увеличились более чем в 2 раза, более чем в 2 раза вырос объем промышленного производства, и в 1,5 раза – объем сельскохозяйственного производства, экспорт возрос почти в 6 раз, импорт – более, чем в 6 раз (табл. 1)<sup>112</sup>. На протяжении рассматриваемого периода в Болгарии сохранялся положительный естественный прирост численности населения, а детская смертность стабильно снижалась.<sup>113</sup> По данным статистики за 1970-1985 гг. более чем двукратно увеличилась производительность труда в промышленности, в 2 раза увеличилось количество агропромышленных комплексов, в 1,8 раза выросли реальные доходы на душу населения.

После распада СССР и СЭВ Болгария, как и другие страны Восточной и Южной Европы, оказались в тяжелой экономической ситуации.

В начале 1990-х годов экономика Болгарии состояла в основном из государственных предприятий. В первой половине 2000-х годов приватизация в стране принимает характер «тотальной распродажи». Сохранившие хоть какую-то конкурентоспособность государственные промышленные и аграрные предприятия переходят в руки иностранных собственников, преимущественно из Германии, Нидерландов и Франции. Из более чем 2500 крупных промышленных и аграрных предприятий, функционировавших в стране в 1989 г. к 2013 году осталось всего лишь 450.

ВВП Болгарии восстановился до значений 1989-1990 гг. только в 2002 году, но его структура к этому времени была уже совершенно иной. Если до 1990-х годов основная часть ВВП Болгарии производилась в промышленном секторе (порядка 60 процентов), то к середине 1990-х годов доля промышленности падает до рекордно низких значений, и с тех пор практически не восстанавливается.

Следует также отметить значительное снижение численности населения Болгарии в период 1989-2015 годов. За 25 лет страна потеряла почти 2 млн. человек, и тренд на снижение численности населения не прекращается.

Экспорт из Болгарии претерпел существенные изменения, которые связаны с проведением экономической политики по рекомендациям МВФ и Всемирного банка, принятым в 1990 г., а также присоединения к ВТО в 1991 г., ассоциации Болгарии с ЕС в 1995 г. и членства страны в ЕС с 2007 г. Выдержка из экспортного листа за 1988 г. (табл.1) подтверждает, что Республика Болгария являлась промышленно-аграрной страной со средне-высокими показателями развития.

Таблица 1.

### Экспорт некоторых видов товаров из Болгарии.

Товары	1988 г.	2015 г.
электродвигатели – тыс. шт.	836	X
электронные калькуляторы – тыс. шт.	46,7	X
электрокары – тыс. шт.	44,7	X

<sup>111</sup> Совокупный общественный продукт – макроэкономический индикатор, принятый в СССР для оценки объема национальной экономики. Определялся путем суммирования всех произведенных товаров и предоставленных услуг за определенный период.

<sup>112</sup> Статистический ежегодник стран-членов Совета экономической взаимопомощи. М., Финансы и статистика, 1986.

<sup>113</sup> Там же, С. 10.

автопогрузчики – тыс. шт.	33,2	X
электроподъёмники – тыс. шт.	131,5	X
электросчётчики – тыс. шт.	105,5	X
телефоны – тыс. шт.	630	X
радиотелефоны – тыс. шт.	121	X
станки – шт.	3278	X
тракторы–шт.	1717	X
подшипники – млн. шт.	12,4	...
сигареты – тыс. т.	73,3	16,7
азотные удобрения – тыс. т.	319	...
фрукты – тыс. т.	139,2	26,4
овощи – тыс.т.	109,3	28,1
овощные консервы – тыс. т.	170,5	24,6
яйца – млн. шт.	126,8	...
вина – млн. л	172,3	...
табак – тыс. т.	54,9	34,7

Источник: составлено автором по материалам НСИ. Статистически справочник за 1989 г., С. 221, Статистически справочник за 2016 г., С. 121. Знак "X" означает, что экспорт прекращен, а знак "..." означает, что экспорт минимален или приостановлен.

Многие из производимых и экспортируемых до 1989 г. товаров и продуктов исчезли из болгарского экспортного листа к 2015 году, а вместе с ними исчезли рабочие места, упали доходы населения и государственного бюджета. При либерализации торговли и отсутствии защиты национального производства болгарская продукция была замещена массированным импортом от иностранных производителей. Большинство болгарских компаний оказались вытеснены с внутреннего рынка. Хотя стоимостной объем экспорта из Болгарии за последние 20 лет возрос более чем в 4 раза, его структура меняется в сторону преобладания сырья, которое формирует более 75% общего экспорта Болгарии (2015 г.).

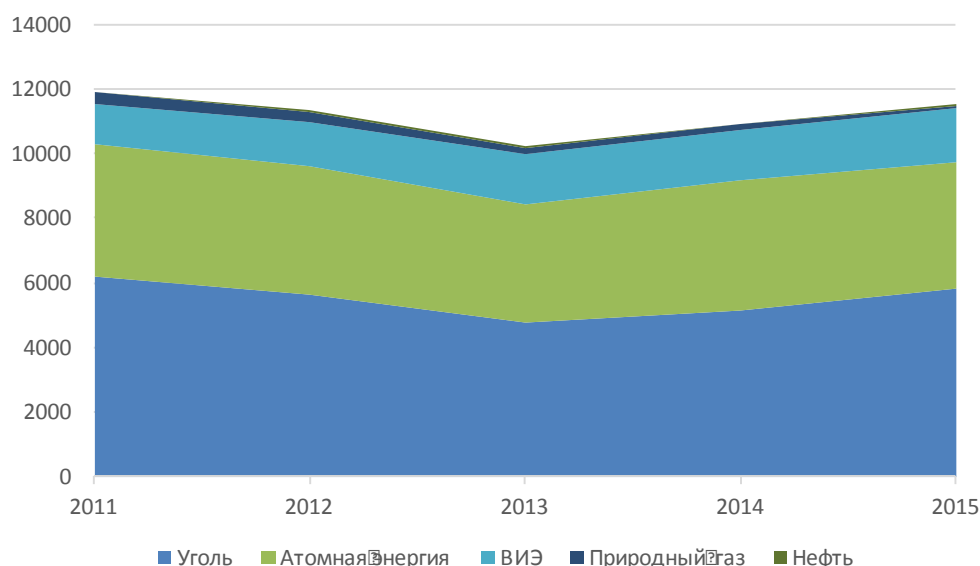
На практике положительный макроэкономический эффект от присоединения Болгарии к ЕС оказался мизерным, а негативные последствия –тяжелыми.

Развитие энергетического сектора страны также можно условно разделить на социалистический и постсоциалистический период. Болгария практически не обладает собственными запасами нефти и газа, крайне незначительные запасы природного газа и высокосернистой нефти сконцентрированы в северной части страны.

Основным собственным энергетическим ресурсом Болгарии является лигнитный уголь. Его запасы оцениваются в 1,8 млрд. тонн и могут обеспечить производство электрической энергии на протяжении следующих 50 лет.<sup>114</sup>

Еще одним важнейшим собственным источником для Болгарии является атомная энергетика, возобновляемые источники энергии (ВИЭ) занимают третье место в структуре энергобаланса страны (рисунок 1).

<sup>114</sup> Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България (2014 г.). Министерство на икономиката и енергетиката и туризма. С. 5-10 [Электронный ресурс]. URL: [www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletin\\_energy\\_2014.pdf](http://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletin_energy_2014.pdf)



**Рисунок 1. Производство энергии из собственных источников в 2011-2015 гг., тыс. т н. э.**

Источник: составлено автором по материалам Национальный статистический институт (НСИ). Общ энергетический баланс. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.nsi.bg/bg/content/4196/общ-енергиен-баланс>.

Болгария тратит около 5,5 млрд. евро ежегодно на импорт энергоносителей и сырья. Самую большую долю в общем импорте энергетических продуктов занимает импорт сырой нефти.

В период 2007-2015 гг. доли угля и атомной энергетики в объеме генерации из собственных источников энергии практически не изменяются, оставаясь в пределах 50% и 36% соответственно. Однако собственная добыча природного газа в Болгарии сходит на нет, постепенно вытесняясь ВИЭ.<sup>115</sup>

За прошедшие 25 лет Болгария значительно уменьшила свою энергетическую зависимость от импорта энергоносителей – с 62,8% в 1990 г. до всего лишь 34,5% в 2014 г. Этому способствовало резкое падение промышленного производства.

Нужно подчеркнуть, что Болгария обладает достаточно развитой структурой генерации и передачи электрической энергии, включая атомную генерацию, традиционные ТЭС, а также ВИЭ (табл. 2).

**Таблица 2.**

**Установленные мощности генерации электроэнергии в Болгарии в 2015 г.**

Генерирующие мощности	Установленная мощность, МВт	Доля в суммарной мощности, %	Использование, час/год	Потенциал, ТВтч/год
АЭС	2000	14,7	7000-7500	14-15
ТЭС на буром угле	4199	31	7000	4,7-10
ТЭС на антраците и каменном угле	1548	11,4	4500-6000	5,7-7,6
ТЭЦ и ЗТЭС на газе и угле	839	6,2	4500	1,5-3,5
ГЭС	3191	23,5	1500-3200	3,5
Солнечные	1039	7,7	1500	0,4-0,5

<sup>115</sup> Националният статистически институт (НСИ). Общ енергиен баланс. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.nsi.bg/bg/content/4196/общ-енергиен-баланс>

электростанции				
Ветряные электростанции	701	5,2	2300	2,00-2,3
Электростанции на биомассе	47	0,3	2500	0,2
Всего	13 564	100		48,5-58,4

Источник: составлено автором по материалам Годишен доклад за Европейската комисия. КЕВР. Юли 2015, С. 27.

За рассматриваемый период, текущая структура электроэнергетики Болгарии стала менее гибкой. Почти 59% наличных мощностей являются низкоманевренными, высокоманевренными мощностями являются только ГЭС и ГАЭС, на которые приходится лишь около 16% всей генерации электроэнергии. Подобная ситуация создает проблемы режимного и экономического характера – мощности используются нерационально, быстрее изнашиваются, возникает труднобалансируемый дефицит или избыток энергии в сети. Данная проблема возникла в результате немотивированного вывода из эксплуатации реакторов на АЭС «Козлодуй», а также закрытия ТЭС «Варна». Около 65% мощностей по производству электроэнергии в Болгарии находятся в эксплуатации более 15 лет, 25% сооружений старше 25 лет, а большая часть электрических сетей не подвергалась капитальному ремонту более 30 лет. Руководство ЕС предпочитает закрывать действующие тепловые электростанции, размещая вместо них мощности ВИЭ. Мы считаем, что при этом не учитываются макроэкономическая ситуация в стране и природно-ресурсный потенциал государства. Если для домашних хозяйств Болгарии использование ВИЭ оправдано, то для промышленных предприятий, пока, нет.

Строительство ВИЭ напрямую стимулирует строительство новых конвенциональных станций, но использование этих станций оказывается катастрофически неэффективным. Последнее приводит к увеличению цен на электроэнергию для конечных потребителей, что необходимо для покрытия дополнительных инвестиций, поддержания в готовности избытка мощностей. По нашему мнению, принятая политика достижения установленных показателей конечного потребления энергии из ВИЭ лишь стимулирует производство определенного вида оборудования в ЕС, что выгодно ограниченному кругу компаний-производителей.<sup>116</sup>

Проводимой ЕС энергетической политикой<sup>117</sup> для каждой страны были установлены национальные цели по использованию ВИЭ. Для Болгарии доля ВИЭ в конечном потреблении энергии в 2020 году должна составить 16%.<sup>118</sup> Хотя на бумаге доля ВИЭ оказывалась более высокой даже в сравнении с запланированной, фактически эта доля обеспечивалась сжиганием дров при общем падении энергопотребления в стране. Уголь и ядерная энергия остаются основными источниками первичной энергии (Табл. 3).

**Таблица 3.**

**Валовое конечное потребление ВИЭ в 2013 г.**

	<b>Валовое конечное потребление ВИЭ, тыс. т.н.э.</b>	<b>Доля ВИЭ в валовом конечном потреблении, %</b>	<b>Национальная целевая задача 2020 г., %</b>
Электроэнергия	594,5	18,91	23,8
Отопление и охлаждение	1142,5	29,2	20,6

<sup>116</sup> Sinn Hans-Werner. The Green Paradox: A Supply-Side Approach to Global Warming Wiley. 03,02,2012 p. 288)

<sup>117</sup> DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

<sup>118</sup> Ibid., Annex I.

Транспорт	109,4	5,6	10
Всего	1846,4	18,99	16

Источник: составлено автором по материалам НСИ.

В 2012-2013 г. цена за 1 МВт энергии солнца и ветра составляла соответственно 118,13 евро и 66,35 евро, при том, что цена электрической энергии, производимой АЭС «Козлодуй» в те же годы не превышала 13,5 евро за 1 МВт<sup>119</sup>, что, соответственно, на 875% и 491% дешевле, чем себестоимость энергии, произведенной от ВИЭ.

Расходы НЭК ЕАД на покупку энергии из ВИЭ покрываются счетами за электроэнергию потребителями, но оплачивается производителями согласно подписанным долгосрочным договорам.

Произведенная из ВИЭ энергия, составляет 13% в общей энергетической структуре, в то время как вносит 36% вклад в конечную цену на электроэнергию. С вводом преференциальных цен с 2013 г. цена на электроэнергию для конечных потребителей увеличилась в среднем на 14,6%, что вызвало бурную общественную реакцию против использования ВИЭ.<sup>120</sup>

Анализ данных, заложенных в План развития ЕЭС до 2024 г.<sup>121</sup> показывает, что авторы плана уменьшают базовые мощности в стране до такой степени, что не представляется возможным гарантировать даже минимальный рост промышленности и сельского хозяйства в связи с неизбежным подорожанием электроэнергии.

Таким образом, разработанный ЕЭС сценарий фактически лишает Болгарию не только собственной энергии, но и любых возможностей развития промышленности, АПК и экономического роста в следующие 10-15 лет.

Доминирование какого-либо одного источника приводит к многочисленным негативным последствиям для экономики и энергетики страны, впадению в зависимость от одного источника энергии, либо тех компаний и государств, которые обеспечивают его поставки.

По состоянию на сегодняшний день Болгария утратила статус стратегического партнера России в энергетической сфере. Все российско-болгарские проекты, которые должны были усилить ТЭК Болгарии, превратив его в региональный энергетический центр в Юго-Восточной Европе, были остановлены в 2012-2014 гг. Эти проекты могли бы обеспечить Болгарии десятки тысяч рабочих мест, миллиарды евро инвестиций, гарантировать надежность поставок энергетического сырья и перспективу развития топливно-энергетического комплекса страны. Для сохранения жизнеспособности ТЭК Болгарии и дальнейшего экономического развития страны необходимо внести изменения в Энергетическую стратегию Болгарии, обеспечив гарантии и возможности для развития новых болгарско-российских проектов в газовой, газотранспортной сфере и атомной энергетике. По нашему мнению, Болгария может стать энергетическим мостом, соединяющим Россию с государствами Южной Европы.

<sup>119</sup> Националната електрическа компания ЕАД (НЕК ЕАД) – Годишен консолидиран доклад за дейността на НЕК ЕАД през 2014 година [Электронный ресурс]. URL: <http://www.nek.bg/index.php/bg/za-nas/ikonomicheski-i-fin-pokazатели>

<sup>120</sup> Steve Pye, Audrey Dobbins. Energy poverty and vulnerable consumers in the energy sector across the EU: analysis of policies and measures. INSIGHT\_E. 2015, p.77

<sup>121</sup> План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2015-2024 г. [Электронный ресурс] URL: [http://www.tso.bg/uploads/file/bg/10\\_Year\\_Net\\_Dev\\_Plan\\_2015-2024\\_draft.pdf](http://www.tso.bg/uploads/file/bg/10_Year_Net_Dev_Plan_2015-2024_draft.pdf)

### **Список используемых источников:**

1. Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България (2014 г.). Министерство на икономиката и енергетиката и туризма. С. 5-10. URL: [www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletin\\_energy\\_2014.pdf](http://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletin_energy_2014.pdf)
2. Годишен доклад за Европейската комисия. КЕВР. Юли 2015, С. 27.
3. Национален статистически справочник за 1989-2016 гг. [Электронный ресурс]. URL: [infostat.nsi.bg](http://infostat.nsi.bg)
4. Националната електрическа компания ЕАД (НЕК ЕАД) – Годишен консолидиран доклад за дейността на НЕК ЕАД през 2014 година [Электронный ресурс]. URL: <http://www.nek.bg/index.php/bg/za-nas/ikonomicheski-i-fin-pokazатели>
5. Националният статистически институт (НСИ). Общ енергиен баланс. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.nsi.bg/bg/content/4196/общ-енергиен-баланс>
6. Националният статистически институт (НСИ). Статистически справочник за 1989 г., С. 221.
7. Националният статистически институт (НСИ). Статистически справочник за 2016 г., С. 121.
8. План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2015-2024 г. [Электронный ресурс] URL: [http://www.tso.bg/uploads/file/bg/10\\_Year\\_Net\\_Dev\\_Plan\\_2015-2024\\_draft.pdf](http://www.tso.bg/uploads/file/bg/10_Year_Net_Dev_Plan_2015-2024_draft.pdf)
9. Совокупный общественный продукт – макроэкономический индикатор, принятый в СССР для оценки объема национальной экономики. Определялся путем суммирования всех произведенных товаров и предоставленных услуг за определенный период.
10. Статистический ежегодник стран-членов Совета экономической взаимопомощи. М., Финансы и статистика, 1986.
11. DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC
12. Ibid., Annex I.
13. Sinn Hans-Werner. The Green Paradox: A Supply-Side Approach to Global Warming Wiley. 03,02,2012 p. 288)
14. Steve Pye ,Audrey Dobbins. Energy poverty and vulnerable consumers in the energy sector across the EU: analysis of policies and measures. INSIGHT\_E. 2015, p.77

## Анализ некоторых проблем возникших при морской перевозке нефтеналивных грузов или проблемы созданные самостоятельно

Со всей ответственностью автор берется утверждать, что  $\frac{3}{4}$  проблем возникающих при реализации внешнеторгового контракта мы создаём себе сами. Самостоятельно, без воздействия извне. В подтверждение такого утверждения автор предлагает разобрать решения апелляционных инстанций Высокого суда Лондона. Решения были вынесены, вступили в законную силу, по этой причине все наименования сторон-участников – подлинны.

**Ситуация**<sup>122</sup>. Нефтеперерабатывающий завод ERG RAFFINERIE MEDITERRANEE SpA и компания CHEVRONUSA Inc. заключили контракт, согласно которому ЭРГ согласился продать партию бензина на условиях FOB (Инкотермс 2000) нефтеперегонный завод ISAB.

В контракте поставка товара была описана следующим образом:

Статья 7: Поставка FOB нефтеперегонный завод ISAB Северная сторона (терминал Приоло в бухте Аугуста) разовой партией на т/х «TBN»<sup>123</sup> /или судно субститут, которое должно быть номинировано покупателем и быть акцептованным продавцом в период 27-30 мая.

Покупатель может снизить такой период лэйкана до двух дней, не позднее конца рабочего времени 21 мая, время итальянское.

Лэйкан является существенным элементом контракта в пользу продавца.

Статья 9 контракта уточняла период стальнойного времени, а статья 10 предусматривала, что любой демерредж подлежит выплате по ставке чартер- партии.

Справка: Лэйкан (англ. Laycan) синтетический термин из фрахтовой практики. Образован от слов Laydays (стальнойное время) и CancellingDay (конечный срок, к которому судно должно быть готово к погрузке.). Означает самое раннее и самое позднее время, когда судно должно быть готово для погрузки в порту или предоставления фрахтователю в соответствии с договором перевозки.

17 мая года Шеврон номинировал судно Luxmag для перевозки груза, а 21 мая лэйкан был сужен до периода 29 -30 мая.

Судно прибыло на терминал Приоло 28 мая в 10:00 и подало нотис о готовности. Однако груз не был готов из-за технических проблем на заводе продавца. Необходимые работы по ремонту не были закончены к 3 июня.

3 июня Шеврон расторг контракт в одностороннем порядке на том основании, что Продавец не смог начать погрузочные операции, что, по его мнению, явилось серьезным нарушением контракта.

Продавец утверждал, что Шеврон расторг контракт незаконно и потребовал возмещения убытков за такое нарушение. Шеврон предъявил встречный иск о возмещении ему генеральных убытков за задержку в отгрузке, в дополнение к требованию возместить демерредж.

Продавец возразил, что его единственное обязательство по контракту это погрузка судна в течение стальнойного времени, которое предусмотрено статьей 9. А в случае возникновения демерреджа он должен оплатить его, что предусмотрено статьей 10 контракта. При этом статья 7 не налагает никаких иных обязательств по отгрузке на продавца, и

<sup>122</sup> ERG RaffinerieMediterranee v. Chevron USA Inc. (The «LUXMAR») / Lloyd's Law Report [2007] vol.2 pp. 542-547

<sup>123</sup> Tobenominated – будет назначено позднее, стандартная формулировка из практики фрахтовых брокеров и трейдеров. Применяется в тех случаях, когда нет возможности указать точно судно, которое будет выполнять перевозку.



указания на период времени, отведённый на погрузку, не содержит. Следовательно, Шеврон не имел права расторгать контракт.

Суд вынес решение в пользу продавцов и признал, что статья 7 контракта вообще не указывает на период отгрузки. Эта статья предусматривает лэйкан и ничего больше. По решению суда Шеврон получил право на возмещение демерреджа и ничего более. Суд признал, что у продавца не было обязательства осуществить поставку в разумный срок, нарушение которого могло бы оправдать расторжение контракта.

Соответственно, Шеврон несет ответственность перед продавцом за незаконное расторжение контракта. Шеврон не имеет прав на возмещение генеральных убытков из-за задержки, дополнительно к демерреджу.

Шеврон не согласился с таким решением и подал апелляцию. Апелляционный суд поддержал решение суда первой инстанции и особо отметил два момента:

- ♦ Концепция лэйкана во втором параграфе оговорки о поставке была существенной частью всей оговорки и слово «поставка» должно толковаться соответствующим образом. Использование положений о лэйкане в контракте купли-продажи, а конкретно положения о том, что судно может быть подано в любой момент вплоть до окончания срока поставки, превращает контракт на условиях FOB в контракт на условиях «FOB с оговорками». Оговорками нетрадиционными для обыкновенной отгрузки «на фобе», что имеет своим последствием лишение обязательства о времени поставки, существенного значения.
- ♦ Заявление Шеврона о том, что он имеет право на возмещение генеральных убытков за задержку в отгрузке, в дополнение к демерреджу должно также быть отклонено. Если контракт содержит ссылки на цифры по демерреджу, то это означает, что стороны договорились о покрытии убытков вследствие задержки, а генеральные убытки за задержку, следовательно, не могут присуждаться в дополнение.

Итак, что произошло. Покупатель внес в условия международного договора купли-продажи товара условие «Lausan». Это условие попало в договор купли-продажи товара из договора фрахтования судна по рейсовому чартеру (voyagecharter). Покупателю показалось, внесение в договор купли-продажи времени начала стальнойной времени и самого позднего времени готовности судна к погрузке накладывает на продавца жесткие обязательства по поставке товара, которая для условия FOB как раз фиксируется надлежащей погрузкой товара на борт судна. Покупатель посчитал, что невыполнение продавцом условия погрузки в интервал, заданный термином «Lausan», позволит ему взыскать все убытки с продавца. Но для договора купли-продажи такая оговорка, в отличие от договора фрахтования, не является существенной.

Всего одно лишнее слово, неразумно внесенное в текст договора купли-продажи, стало источником серьёзных убытков.

**Ситуация 2** <sup>124</sup>. Согласно контракту от 9 января 2007 года KG Bominflot Bunkergeellschaft fur Mineralorembh& Co купил у Petroplus Marketing AG 38 500 метрических тонн газойля подлежащего отгрузке на борту судна MerciniLadyна условиях FOBAntwerpIncoterms 2000. Товар был прекрасного качества, о чем говорил сертификат независимого сюрвейера, этот сертификат был финальным по погрузке. Приведем цитату из контракта:

---

<sup>124</sup> KG BominflotBunkergeellschaft fur Mineralole MBH & CO v Petroplus Marketing AG (THE “MERCINI LADY”)/ [2010] EWCA Civ 1145

Ст. 12. Quality / Quantity Качество и количество определяется в береговых ёмкостях, совместно с выбранным независимым сюрвейером, при погрузке, согласно правилам принятым в месте погрузки. Полученный таким образом результат будет окончательным и обязательным для обеих сторон, за исключением случая фальсификации или явной ошибки.

Итак, кажется вполне очевидным, что стороны добровольно согласовали проведение всего одной инспекции, эта инспекция должна была быть проведена в емкостях порта. Сразу оговоримся, что ситуация нестандартная для практики нефтетрейдеров, обычно к инспекции в емкостях порта добавляется инспекция на судне, после погрузки. А часто отдельно инспектируют танки судна, на предмет их чистоты и пригодности для перевозки конкретного вида груза. Видимо здесь покупатель очень спешил, у него срывались сроки контракта. Но это лишь предположение автора, в решении суда такой факт не отражен.

В пути газойль был всего 4 дня. После того, как он прибыл в порт выгрузки Бильбао (Испания) оказалось, что товар не соответствует контрактным параметрам: осадок значительно превышал допустимые рамки. В различных источниках высказывались предположения, что газойль не отстоялся должным образом в танках производителя, поэтому был нестабилен и при перевозке расслоился. Мы не станем ни поддерживать, ни опровергать эту версию, т.к. в материалах дела она не нашла никакого отражения.

Так или иначе, но получатели груза отказались от него из-за резкого падения качества, и трейдер был вынужден продать с большой скидкой третьему лицу и у него же купить другую партию газойля, отвечающую качественным запросам получателя.

Этим третьим лицом оказался местный НПЗ. Продажа и покупка, проведенные в спешке, всегда генерируют убыток, в нашем случае такой суммарный убыток превысил \$2,8 млн.

KG Bominflot Bunkergeellschaftfur Mineralorembh& Co подали иск к продавцу. Вопрос стоял не шуточный – на кону была судьба всех контрактов заключаемых с качеством, установленным и финальным при погрузке.

В первой инстанции суд признал правоту покупателей. Он согласился с тем, что хоть товар и был хорош при погрузке, и сопровождался он сертификатом качества, и в контракте была указана «финальность» качества в момент погрузки, но, проданный груз должен обладать качествами, позволяющими ему «пережить» перевозку, грузовые операции и определенное «разумное время» после доставки в руки покупателя.

Продавец подал апелляцию, и апелляционная инстанция по гражданским делам Суда Англии и Уэльса<sup>125</sup> пришла к выводу о том, что в Общем Праве Англии отсутствуют подразумеваемые условия, на которое ссылался покупатель. Имеет смысл процитировать выдержку из определения суда:

Контракт четко указывает на то, что товар должен соответствовать спецификации в момент поставки. Должна была быть проведена независимая инспекция и результат такого инспектирования должен быть окончательным. Осадок был в пределах спецификации в момент погрузки и поставки. Следовательно, поставленный газойль соответствовал спецификации. После поставки на покупателя перешли «все риски».

Вполне очевидно, что понятие «все риски» для условия FOB Инкотермс 2000 включают риск перевозки, и риск нестабильности груза (riskofcargoinstability).

Здесь необходимо пояснить, что за исходом дела наблюдало очень много заинтересованных сторон. Все ждали, займет ли суд вполне предсказуемую и стандартную позицию прямого толкования правовых норм (literallyaswritten) или изменит ей. Суд занял стандартную позицию, основанную на следующей статье контракта купли-продажи:


15. Risks&Title Каждая поставка будет считаться исполненной и право собственности полностью переходит к покупателю в момент пересечения продуктом судовых

<sup>125</sup>EWCA Civ -England and Wales Court of Appeal (Civil Division)

присоединительных устройств для постоянного подключения шланга в порту погрузки. В этот момент на покупателя переходят все риски связанные с продуктом.

Итак, что произошло. Не стоит забывать, что здесь последовательно существовали два самостоятельных контракта купли-продажи газойля. В которых участвовали три стороны. В первой сделке трейдер Боминфлот сначала участвует как покупатель, а потом как продавец, но уже в другой сделке. Основываясь на собственном опыте, и логике работы нефтетрейдеров имеем полное право предположить, что второй контракт был заключен на условиях поставки CIF Бильбао, это «классика» нефтетрейдинга.

Принимая во внимание «классическое» прочтение условий поставки по Инкотермс для термина CIF, мы должны отметить тот факт, что и здесь вся ответственность, и все риски перешли с продавца на покупателя в порту отправления, т.е. в Антверпене. Однако конечный покупатель при погрузке не присутствовал и по этой причине требует сдачи ему груза с проверкой количества и качества в порту назначения, при этом отказываясь принимать некачественный товар. Казалось бы, на лицо факт откровенного нарушения правил Инкотермс®, но только не в бизнесе нефтетрейдеров. Но Боминфлот безропотно принимает все претензии покупателя, при этом даже не пытается предъявить претензию перевозчику.

Freight payable as per CHARTER-PARTY dated _____ Freight payable as per Charter Party _____		SHIPPED at the Port of Loading in apparent good order and condition on board the Vessel for carriage to the Port of Discharge or so near thereto as she may safely get the goods specified above. Weight, measure, quality, quantity, condition, contents and value unknown. IN WITNESS whereof the Master or Agent of the said Vessel has signed the number of Bill of Lading indicated below all of this tenor and date, any one of which being accomplished the others shall be void.
Time used for loading _____ days _____ hours	FOR CONDITIONS OF CARRIAGE SEE OVERLEAF CLEAN ON BOARD	
Freight payable at _____ Number of original Bs/L 3(THREE)	Place and date of issue VENTSPILS, 30 NOVEMBER, 2007 Signature MASTER: BALBIR SINGH  MASTER SHIPA	

Printed by authority of The Baltic and International Maritime Council (BIMCO)

**Рис. 1** Стандартная оговорка капитана, внесенная в коносамент на нефтегрузы.  
Источник:

Однако убыток в 2,8 млн. долл. США слишком значителен. В данной ситуации трейдеру ничего не оставалось делать, как предпринять попытку получить возмещение убытков от компании Петроплюс, как первого продавца газойля. Не получилось.

Подробнее разбор и анализ специфических особенностей контрактов нефтетрейдеров, а также нестандартное толкование термина CIF Инкотермс ® можно посмотреть в работе «О некоторых специфических особенностях контрактной работы при нефтетрейдинге»<sup>126</sup>.

Вместо итогов предлагаем читателям найти ответ на вопрос:

- Почему Боминфлот даже не предпринял попытки потребовать возмещение убытков от перевозчика?

Ответ содержится во фрагменте коносамента приведенного на рис.1. Там отмечена стандартная оговорка капитана любого нефтеналивного судна, которая гласит: Вес, размерность, качество, количество, состояние, содержание и стоимость [груза перевозчику] неизвестны.

<sup>126</sup> А.М. Голубчик, П.Б. Катюха О некоторых специфических особенностях контрактной работы при нефтетрейдинге // Российский внешнеэкономический вестник. – 2016. №6 с. 18-28

**Список используемой литературы:**

1. ERG RaffinerieMediterranee v. Shevron USA Inc. (The «LUXMAR») / Lloyd's Law Report [2007] vol.2 pp. 542-547
2. KG BominflotBunkergeellschaft fur Mineralole MBH & CO v Petroplus Marketing AG (THE “MERCINI LADY”)/ [2010] EWCA Civ 1145
3. Голубчик, А.М. Катюха, П.Б. О некоторых специфических особенностях контрактной работы при нефтетрейдинге // Российский внешнеэкономический вестник. – 2016. №6 с. 18-28

## **Трилемма энергетики и ее особенности в странах Северной Африки (на примере Египта)**

Трилемма развития мировой энергетики, предложенная в документах Мирового энергетического совета, имеет свою специфику в разных регионах мира.

Три угла трилеммы переводятся на русский язык как энергетическая безопасность; энергетическое равенство; экологическая устойчивость.

Первый угол трилеммы энергетическая безопасность означает «эффективную организацию поставки первичной энергии из национальных и зарубежных источников, надежность энергетической инфраструктуры и способность поставщиков энергии удовлетворить текущий и будущий спрос»<sup>127</sup>.

Несколько иначе энергетическая безопасность сформулирована Международным энергетическим агентством: энергетическая безопасность есть непрерывное (uninterrupted) наличие источников энергии по доступной цене.<sup>128</sup>

Таким образом, понятие энергобезопасности тесно связано с понятиями «бесперебойность энергоснабжения», «надежность энергоснабжения».

Анализ показывает, что понятие энергобезопасности будет различным для стран-экспортеров энергоресурсов и стран-потребителей энергоресурсов. Если страны-импортеры, имеющие дефицит собственных энергоресурсов, заинтересованы в диверсификации источников внешних энергоресурсов для достижения большей стабильности и надежности поставок энергоресурсов по приемлемым ценам, то страны-экспортеры заботятся о наличии достаточного объема потребления энергии в странах –импортерах и при этом по возможности стремятся обеспечить повышение цены экспортируемых ресурсов. В этом отношении весьма наглядным примером является ситуация на мировых рынках нефти и природного газа.

В XXI в. будет иметь место дальнейшая электрификация мирового хозяйства. По мнению Мирового энергетического совета, к 2060 г. объем спроса на электроэнергию может удвоиться по сравнению с уровнем 2014-2015 гг.<sup>129</sup>

С учетом этого становится очевидным, что содержание энергетической безопасности будет неодинаковым для развитых стран, уже прошедших этап электрификации, и для субсахарских стран, в которых огромные массы населения до сих пор не имеют технической возможности пользоваться электроэнергией. Председатель африканского банка развития А. Адесина считает, что Африку можно электрифицировать за 10 лет и для этого надо выделять 55 млрд долл. ежегодно<sup>130</sup>

Наличие нескольких сторон в содержании понятия «электрификация» позволяет сделать вывод, что формальную электрификацию можно было бы при огромном напряжении сил и средств осуществить за сравнительно короткий период, однако реальная электрификация, смысл которой состоит в полном преобразовании быта и экономики страны на базе электрической энергии, вряд ли может быть реализована за столь короткий исторический период в странах Субсахарской Африки.

С другой стороны, обеспечение энергии на базе углеводородов – нефти, газе и угле в субсахарской Африке также невозможно осуществить в исторически короткие рамки, учитывая сравнительно малые объема разведанных запасов углеводородов в этой части

<sup>127</sup> [https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2014/04/WEC\\_16\\_page\\_document\\_21\\_3\\_14\\_RU\\_FINAL.pdf](https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2014/04/WEC_16_page_document_21_3_14_RU_FINAL.pdf).

<sup>128</sup> <https://www.iea.org/topics/energysecurity/whatisenergysecurity/>.

<sup>129</sup> <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/WEC-Executive-Summary-Gas-Report-WE>.

<sup>130</sup> <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-10-26/electrify-africa-in-10-years-no-problem-says-head-of-afdb>.

Африки, да это и нежелательно, принимая во внимание активизацию усилий с целью борьбы с потеплением климата и начавшимся переходом к низкоуглеродной энергетике.

Второй угол энергетической трилеммы — Энергетическое равенство означает наличие и доступность энергии для населения, что в странах Северной Африки практически достигнуто. Однако ныне один миллиард человек в настоящее время не имеет доступа к электроэнергии и, следовательно, не может пользоваться этой наиболее эффективной формой энергии.<sup>131</sup> Больше всего жителей, не имеющих возможности пользоваться электроэнергией, насчитывает в Субсахарской Африке — 588 млн.

Третий угол трилеммы экологическая устойчивость перекликается с Целями устойчивого развития (ЦУР), которое также представляет собой трилемму, включая в себя экономическую, социальную и экологическую стороны.

Сопоставление энергетической трилеммы и ЦУР позволяет сделать вывод, что в энергетике трилемма имеет более узкое содержание. Во всяком случае, понятие устойчивости в трилемме относится на первый взгляд только к экологической устойчивости. Однако анализ показывает более тесную связь энергетической трилеммы с устойчивым развитием. Это проявляется например в отношении энергетической безопасности (или бесперебойности энергоснабжения).

Как известно, одной из целей устойчивого развития является Цель 7: «Обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех».

При этом к устойчивому развитию, исходя из классического определения этого понятия, данного комиссией Брундтланд, относится прежде всего долговременная безопасность (то есть непрерывное наличие источников энергии на длительном горизонте в будущем).

Кроме этого, имеется краткосрочная безопасность, которая понимается как способность энергосистем быстро реагировать на внезапные изменения баланса спроса и предложения энергии. Для жителей, не имеющих доступа к современным формам энергии, — это во многом абстрактная категория.

На Ближнем Востоке, в частности в Египте, вполне удовлетворительно решаются вопросы доступности энергии (энергетическое равенство, второй угол энергетической трилеммы): почти 100 процентов населения Египта имеют возможность пользоваться электроэнергией. Однако с точки зрения надежности энергоснабжения ситуация выглядит менее удовлетворительно. По индексу энергетической безопасности, т.е. по уровню бесперебойности (надежности) энергоснабжения, в 2016г. Египет находился на 90-м месте из 125 стран мира, по которым Мировой энергетический совет составляет рейтинги. Лучше обстоит дело с экологической устойчивостью (49-е место), а общий индекс энергетической трилеммы.<sup>132</sup>

Более чем полувековой летний период истории развития электроэнергетики в Египте показывает наличие как периодов значительного превышения генерирующих мощностей над спросом на электроэнергию (например после ввода в строй ГЭС Высотной Асуанской плотины в 1971 г.), так и периодов острой нехватки электроэнергии, особенно в жаркие летние месяцы, что приводило к массовым отключениям потребителей.

По имеющимся данным, установленных мощностей египетских электростанций вполне хватало для покрытия пиковой нагрузки, однако проблема заключалась в том, что располагаемая мощность электростанций Египта была ниже установленной, что создавала проблемы с покрытием нагрузки в жаркие летние месяцы.

<sup>131</sup> IEA. Energy Access Outlook 2017. World Energy Outlook Special Report.

<sup>132</sup> World Energy Council. World Energy Trilemma Index 2016.

Египетское правительство предприняло ряд срочных мер для ввода в эксплуатацию новых установленных мощностей, что позволило несколько ослабить остроту проблемы надежности электроснабжения.

Большой проблемой для Египта, как и для ряда других развивающихся стран, является проблема субсидирования потребления электроэнергии.

Министр энергетики Египта Мухаммед Шакер заявил, что в 2016/2017 г. субсидии на потребление электроэнергии составили 64 млрд егип. фунтов (3,58 млрд долл. США), что более чем в два раза превысило сумму субсидий, заложенную в бюджет; одной из причиной было увеличение цены ввезенного СПГ, которая значительно возросла после введения плавающего курса египетского фунта. Ранее египетское правительство намеревалось полностью устранить субсидии на потребление электроэнергии в конце 2018/2019 финансового года, но экономические условия, созданные введением плавающего курса египетского фунта, заставили изменить ранее принятое решение: новый срок полной отмены субсидий — в 2021/2022 финансовом году. т. е к концу июня 2022 г.<sup>133</sup>

Недостаточное внимание в Египте, как и во всем регионе Северной Африки, до недавнего времени уделялось развитию возобновляемой энергетики. В середине 2016 г. из общей установленной мощности египетских электростанций 38,8 тыс. МВт лишь 887 МВт приходилось на солнечные и ветровые электростанции. А выработка электроэнергии на них составила 2,2 млрд кВт.ч (примерно 1,2 процента).<sup>134</sup>

С инженерно-технической точки зрения солнечная энергетика имеет большие перспективы в Египте. Имеющиеся исследования показывают, что на значительной части территории Египта наблюдаются относительно высокие средние значения величины солнечной радиации. Количество солнечной радиации в год колеблется от 2000 кВт.ч на севере до 2500 кВт.ч на квадратный метр в центральной и южной части страны.<sup>135</sup>

Использование солнечной энергии становится технически и экономически более обоснованным, учитывая снижение издержек производства оборудования для солнечных электростанций. По данным Международного энергетического агентства, с 2010 стоимость оборудования для фотовольтаики снизилась на 70%, ветровой энергетики — на 25% и аккумуляторных батарей — на 40%.<sup>136</sup>

Энергетическая проблема в Египте обостряется быстрым ростом населения и ограниченностью водных ресурсов.

К 2050 г. население Египта, по оценкам ООН, возрастет с 93 млн человек в 2015г. примерно до 150 млн человек.<sup>137</sup>

При этом не исключена вероятность того, что водные ресурсы Египта могут сократиться, поскольку страны в верховьях Нила начинают осуществлять программы развития национальной экономики. В результате обеспеченность населения и экономики водными ресурсами может снизиться, что неизбежно вызовет рост социально-политической напряженности.

Ныне перед египетским руководством стоит первоочередная задача достижения приемлемого экономического роста для повышения уровня жизни населения. Это создает большие сложности для энергетиков страны, поскольку означает необходимость обеспечения соответствующих резервов генерирующих мощностей для развития промышленности и сельского хозяйства и электроснабжения быстро растущего населения страны.

<sup>133</sup> <https://www.reuters.com/article/egypt-electricity/update-1-egypt-hikes-electricity-prices-but-extends-subsidies-three-more-years-idUSL8N1JX2C4>.

<sup>134</sup> Egyptian Electricity Holding Company. Annual Report 2015/2016.

<sup>135</sup> <https://solargis.com/assets/graphic/free-map/GHI/Solargis-Egypt-GHI-solar-resource-map-en.png>.

<sup>136</sup> World Energy outlook 2017. Executive summary. <https://www.iea.org/Textbase/npsum/weo2017SUM.pdf>

<sup>137</sup> <https://esa.un.org/unpd/wpp/Download/Probabilistic/Population/>.

Что касается возможного состава используемых энергоресурсов в 2050 г., то очевидно, сохраняют свое значение традиционные тепловые электростанции (паротурбинные и газотурбинные). Не имеется значительных резервов для создания новых гидроэлектростанций. Изучавшийся в прошлом проект использования возможного гидроэнергетического потенциала Катарской впадины в северо-западном Египте в последнее время отошел в тень. В связи с этим представляется, что развитие солнечной и ветровой энергетики в нынешних условиях является более предпочтительным.

Что касается строительства атомных электростанций, то в течение длительного времени в этом вопросу в Египте подходили с известной осторожностью, учитывая в том числе и опыт Чернобыля, и политическую нестабильность в регионе. Прежние планы строительства АЭС в Египте оказались преждевременными. Однако изменившиеся в 2017 г. геополитические условия сделали возможным подписание 11 декабря 2017 г. актов о вступлении в силу контрактов на сооружение АЭС «Эль-Дабаа», первый блок будет введен в 2026 г. (мощность 4 блока 4.8 тыс МВт, это 1/7 установленной мощности египетских электростанций в 2016 г. АЭС «Эль-Дабаа» будет сооружаться при технико-экономическом содействии России. Помимо собственно экономических выгод эта станция может стать важным полигоном освоения египетскими инженерами современной атомной энергетики. Поэтому значение проекта АЭС «Эль-Дабаа» выходит далеко за рамки единичного проекта строительства АЭС.

В соответствии с подписанными контрактами будет построена не только АЭС, но и осуществлена поставка российского ядерного топлива на весь жизненный цикл атомной станции что позволит обеспечить конкурентоспособную стоимость электроэнергии в Египте на протяжении 60 лет. В течение первых десяти лет эксплуатации станции Росатом проведет обучение местного персонала. Было также подписано отдельное соглашение о строительстве специального хранилища и поставке контейнеров для хранения отработавшего ядерного топлива.<sup>138</sup>

Подписание актов вызвало в Египте неоднозначную оценку. В интернете высказывались и критические замечания, в частности отмечалось, что стоимость электроэнергии, которая будет производиться на АЭС, будет значительно выше стоимости электроэнергии, вырабатываемой на ветровых электростанциях.[13]

Более широкое использование возобновляемой энергии в Египте может способствовать решению проблемы опреснения морской воды и использования ее для нужд сельского хозяйства.

Одним из факторов, объективно лимитирующих развитие сельского хозяйства в Египте, помимо ограниченности водных ресурсов, является сравнительно небольшие площади земель, пригодных для сельскохозяйственной обработки. В России имеются технологии, позволяющие превращать канализационные стоки в плодородную почву. Это может стать перспективным направлением для развития российско-египетского экономического сотрудничества в сфере сельского хозяйства.

#### **Список используемых источников**

1. [https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2014/04/WEC\\_16\\_page\\_document\\_21\\_3\\_14\\_RU\\_FINAL.pdf](https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2014/04/WEC_16_page_document_21_3_14_RU_FINAL.pdf).
2. <https://www.iea.org/topics/energysecurity/whatisenergysecurity>
3. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/WEC-Executive-Summary-Gas-Report-WE>

<sup>138</sup>

[www.rosatom.ru/journalist/news/v-prisutstvii-prezidentov-rossii-i-egipta-podpisany-akty-o-vstuplenii-v-silu-kontraktov-na-sooruzhen/](http://www.rosatom.ru/journalist/news/v-prisutstvii-prezidentov-rossii-i-egipta-podpisany-akty-o-vstuplenii-v-silu-kontraktov-na-sooruzhen/).



4. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-10-26/electrify-africa-in-10-years-no-problem-says-head-of-afdb>
5. IEA. Energy Access Outlook 2017. World Energy Outlook Special Report.
6. World Energy Council. World Energy Trilemma Index 2016.
7. <https://www.reuters.com/article/egypt-electricity/update-1-egypt-hikes-electricity-prices-but-extends-subsidies-three-more-years-idUSL8N1JX2C4>.
8. Egyptian Electricity Holding Company. Annual Report 2015/2016.
9. <https://solargis.com/assets/graphic/free-map/GHI/Solargis-Egypt-GHI-solar-resource-map-en.png>
10. World Energy outlook 2017. Executive summary.  
<https://www.iea.org/Textbase/npsum/weo2017SUM.pdf>
11. <https://esa.un.org/unpd/wpp/Download/Probabilistic/Population>
12. [www.rosatom.ru/journalist/news/v-prisutstvii-prezidentov-rossii-i-egipta-podpisany-akty-o-vstuplenii-v-silu-kontraktov-na-sooruzhen](http://www.rosatom.ru/journalist/news/v-prisutstvii-prezidentov-rossii-i-egipta-podpisany-akty-o-vstuplenii-v-silu-kontraktov-na-sooruzhen)
13. 7 Reasons why the Russian nuclear agreement is bad for Egypt.  
<http://www.futurenergcorp.com/insights>

**Нуриев Б.Д.**

**Турция в евразийском ТЭЖе: цели и стратегия Т. Эрдогана**

В 2001 г. в Турции была опубликована книга будущего премьер-министра, известного в стране и за ее пределами профессора международного права А. Давутоглу «Стратегическая глубина. Международное положение Турции». Данная работа рассматривается многими экспертами в качестве своего рода манифеста «новой» Турции. Страны, которая должна отказаться от пропагандируемой десятилетиями безупречности кемалистской догматики, безоговорочной ориентации на мир Запада и жесткого либерального курса в экономике, собранного по лекалам трудов теоретиков рыночных отношений, столь непонятных жителю турецкой глубинки, где не смотря на прошедшее столетие с момента падения Османской империи, все еще живы воспоминания о былом величии Блистательной порты и сохранены традиции мусульманского уклада жизни. А. Давутоглу был близким соратником президента современной Турецкой республики Т. Эрдогана и другом А. Гюля, несколько лет возглавлявшего внешнеполитическое ведомство страны и тоже занимавшего пост премьера. Эта троица и заложила основы той Турции, с которой Россия вынуждена строить диалог в настоящее время. Турецкая государственность в своей современной концептуальной основе опирается на теорию так называемого неоосманизма, которую и реанимировал в начале столетия А. Давутоглу<sup>139</sup>. Добавим, что в принципе, неоосманисты для официальной Москвы не являются самым подходящим партнером для построения дружеских или союзнических отношений, однако из тех политических движений, которые определяют повестку дня общественной жизни нашего южного соседа, пожалуй, только они готовы к диалогу с Россией по многим основным вопросам межгосударственных отношений. Тому есть целый ряд причин, имеющих глубокие философско-мировоззренческие корни, обсуждение которых может вывести нас далеко за рамки обозначенной темы исследования.

Формирование правительства так называемых умеренных исламистов в Турции в 2002 г. знаменовало собой новый этап в развитии страны. Безусловно, за прошедшие полтора десятилетия официальной Анкаре было сложно придерживаться сбалансированного внешнеполитического курса, ярким подтверждением чему является временный кризис в российско-турецких отношениях 2015-16 гг.. Тем не менее, Т. Эрдогану во многом удалось достичь поставленной цели – модернизировать национальную экономику, в том числе и энергетический сектор, частично сменить акценты во внешней политике страны, и, в целом, существенно поднять уровень жизни населения Турции.

Успеху Партии Справедливости и Развития (ПСР) способствовал целый ряд факторов. Как было сказано выше, Т. Эрдоган рассматривается официальной Москвой наиболее приемлемым политиком из всех активных общественных деятелей внутри страны, имеющих политический вес и авторитет. Однако, на взгляд автора, наибольшую роль в модернизации общественно-политической и социально-экономической жизни турецкого общества сыграла нацеленность правительства на проведение экономических реформ в стране, которые носят инновационный характер. Как известно, экономические инновации подразумевают производство материальных благ с высокой добавочной стоимостью. Двигателем инновационных реформ, как правило, является интеллект новаторов и ученых, которых правящей партии удалось привлечь на свою сторону, доказательством чему является неожиданная для многих поддержка Т. Эрдогана со стороны академических кругов страны в ходе неудавшегося военного переворота середины лета 2016 г.

---

<sup>139</sup> Нуриев Б.Д. Неоосманизм и транснационализм на примере турецко-иракских отношений // Вестник Башкирского государственного университета.- 2014. – № 3. – С. 1030-1035.

Роль современной Турции в энергетическом сотрудничестве с евразийским экономическим блоком, в который, как правило, включаются Российская Федерация, Белоруссия, Казахстан, Киргизия и Армения, а также целый ряд других государств, имеющих различные статусы от «наблюдателя» до «кандидата», рассматривается в следующих аспектах:

1. Турция как энергетический хаб, соединяющий регионы и континенты посредством нефте- и газопроводов.
2. Реформы официальной Анкары в сфере законодательства, регулирующего нормы энергетического и горного права.
3. Технологические разработки турецких исследователей в области мирного атома и строительство АЭС.

Итак, перейдем к рассмотрению и анализу каждого аспекта по отдельности.

### *1. Турция как энергетический хаб*

Заслуживает особого внимания выгодное географическое положение Турции, позволяющее ей быть ключевым звеном в транспортировке энергоносителей из стран и регионов, обладающих значительными запасами нефти и природного газа, в развитые европейские государства, испытывающих дефицит углеводородов или не имеющих их вовсе. Целый ряд трубопроводов уже находится в эксплуатации, в то время, как более мощные и востребованные на мировом рынке магистрали находятся на стадии проектирования или строительства.

Необходимо отметить, что несколько трубопроводов были введены в эксплуатацию еще до прихода к власти Т. Эрдогана. Ключевая роль среди данных них принадлежит так называемому *Трансбалканскому газопроводу*, который позволяет закупать российский газ через территорию Украины. Помимо этого, уже достаточно давно поставляется нефть из Ирака через две нити, которые расположены практически параллельно друг другу. Первая из них была запущена в 1977 г., вторая – в 1987 г. Однако, необходимо это заметить, торгово-экономические отношения с Ираком для Турции несут с собой определенные риски, учитывая политическую неопределенность в этой стране и неясность ее будущего<sup>140</sup>. Ситуация в Украине также вызывает озабоченность в среде турецких коммерческих кругов, в виду чего сотрудничество с российскими поставщиками энергоносителей видится официальной Анкаре более стабильным и предсказуемым.

Тем не менее большая часть действующих трубопроводов была введена в эксплуатацию в годы правления действующего президента Турции. Основные проекты, которые пока еще находятся на стадии разработки и экспертизы, также были инициированы в последние годы.

30 декабря 2002 г. был сдан в эксплуатации газопровод *«Голубой поток»*. Данный трубопровод был построен в рамках соглашения, подписанного между российской и турецкой сторонами в 1997 г. Суть договора заключалась в том, что Россия обязалась поставить в Турцию 364.5 млрд. м<sup>3</sup> газа в течение 2000-2025 гг., а покупатель - оплатить его поставку. Длина газопровода, проходящего по дну Черного моря в его восточной части составляет 396 км. Операторами транспортировки природного газа выступают корпорации «Газпром» со стороны России и «BOTAŞ» со стороны Турции.

В 2006 г. на полную мощь заработал нефтепровод, соединяющий Азербайджан, Грузию и Турцию, и получивший название *БТС*. Протяженность магистрали составляет 1 768 км., большая часть которой проходит по территории Турции – 1076 км. В Азербайджане длина

---

<sup>140</sup> Галиуллина С.Д., Нуриев Б.Д., Игдавлетов И.С. Турецко-иракское экономическое сотрудничество в энергетической сфере: смена приоритетов. // Вестник Уфимского государственного нефтяного технического университета. – 2017. – № 1. – С. 68 – 74.

нефтепровода составляет 443 км., в Грузии – 249 км. Транспортировка азербайджанской нефти заканчивается в турецком порту Джейхан, крупнейшем в Средиземноморье морском транспортном узле. Заметим, что изначально предполагалась транспортировка не только азербайджанской, но и казахстанской и туркменской нефти, которая будет доставлена до Баку с помощью танкеров. Инвесторами БТС выступают корпорации «SOCAR» (Азербайджан), доля которой в проекте составляет 45%, английская «British Petroleum» (25%), американская «Unocal» (7.48%), норвежская корпорация «Statoil» (6.37%), итальянская нефтегазовая группа «Eni» (5%), турецкая компания «Türkiye petroleri» (5%) и французская «Total» (6.15%).

*Южно-кавказский газопровод* был официально открыт 25 марта 2007 г. В зарубежной литературе нередко встречается название *BTE*, согласно первым буквам крупнейших городов, через который проходит данная магистраль (Baku, Tbilisi, Erzurum). Данный проект был реализован при участии целого ряда известных компаний, таких как английская «British petroleum» (28.8%), азербайджанская «SOCAR» (16.7%), российская «Лукойл» (10%), турецкая «Türkiye petroleri» (19%), малайзийская «Petronas» (15.5%) и иранская «Naftiran» (10%). Протяженность трубопровода составляет 970 км., 442 км из которых приходятся на территорию Азербайджана, 248 км – Грузии, и 280 км – Турции.

*Турецко-греческий газопровод* был введен в эксплуатацию в 2007 г. В мировой практике за данным трубопроводом закрепилось название Interconnector Turkey-Greece-Italy (ITGI). Итальянская часть магистрали находится на стадии строительства. Турецко-греческую часть эксплуатируют турецкая компания «BOTAŞ», являющаяся дочерним предприятием «Türkiye petroleri», а также греческая «DEPA». Протяженность магистрали составляет 296 км, из которых 210 км и 86 км проходят по территории Турции и Греции соответственно.

На стадии строительства находится *Турецкий поток*, соединяющий Россию и Турцию. Протяженность газопровода составит около 1100 км, из которых 910 км будет проходить по дну Черного моря. Не смотря на кризис в межгосударственных отношениях 2015-16 гг., строительство объекта продолжается. На сегодняшний день около 30 % запланированных работ выполнено.

Важно отметить и *турецко-иранский газопровод*, соединяющий иранский город Тебриз с турецкой столицей. Нужно признать, что магистраль была пущена в эксплуатацию еще в 2001 г., однако уже через некоторое время поставка газа по нему была приостановлена. И только в январе 2008 г. иранский природный газ снова стал поставляться в Анкару. Операторами проекта выступают турецкая «BOTAŞ» и иранская «NIOC».

И, конечно же, нельзя обойти вниманием вызвавший широкий резонанс на мировом рынке углеводородов так называемый *Трансанатолийский газопровод*, обозначаемой аббревиатурой TANAP. Данная магистраль, которая пролегает по всей территории Турции от востока до западной ее части, согласно условиям проекта, соединит Закавказье с Восточной Европой. Стоимость проекта составляет более девяти миллиардов долларов. Протяженность трубопровода составит 1850 км. Начало строительству было положено в 2015 г., и как ожидается, на полную мощь магистраль заработает в следующем году. Основными инвесторами газопровода выступают азербайджанская корпорация «SOCAR» (58%), турецкая «BOTAŞ» (30 %) и английская «British Petroleum» (12 %). Как видно, количество участников проекта было выдержано на минимальном уровне. Это объясняется желанием избежать снизить риски возникновения разногласий между инвесторами в ходе строительства и эксплуатации газопровода. Примечательно также, что он строится ускоренными темпами. Соглашение о проекте было подписано совсем недавно – в середине 2012 г., а в настоящее время строительство магистрали находится на завершающей стадии. Предполагается, что в европейской части Трансанатолийского газопровода в качестве его продолжения будет выступать *Трансадриатический газопровод*, который доставит природный газ в страны Западной Европы. Что касается восточного звена, то в его качестве

может выступать уже функционирующий Южно-кавказский газопровод (ВТЕ). Как полагают эксперты, серьезным конкурентом для российской транспортной системы природного газа TANAP сможет стать после того, как к данному проекту подключатся Туркменистан и Иран, что вполне ожидаемо<sup>141</sup>. Добавим также, что данная магистраль рассматривается как альтернатива проекту *Набукко*, который в силу различных причин был аннулирован в 2013 г.

## 2. Законодательные инициативы

Особое внимание необходимо уделить законотворческой деятельности турецкого парламента, направленной на либерализацию топливно-энергетического сектора страны. Безусловно, важной целью кардинальных изменений в нормативно-правовой базе, регулирующей отношения в сфере геологоразведки, добычи углеводородов, эксплуатации объектов, реализации продукции ТЭКа является стремление правительства страны привлечь зарубежных инвесторов.

Проблема правового регулирования поставок, реализации, ценообразования и других вопросов, связанных с таким видом энергоносителей, как *природный газ*, в целом, в годы правления ПСР не стояла остро. Данное обстоятельство объясняется тем, что за год до формирования правительства неоосманистов, законодательная база для полноценного функционирования газового сектора была оформлена. 2 мая 2001 г. Меджлисом (представительным органом власти) был принят закон под номером 4646, который, в принципе, решил многие актуальные для того времени вопросы правового регулирования рынка природного газа в стране. Как уже было сказано выше, в 1997 г. был подписан российско-турецкий договор о строительстве и эксплуатации газопровода Голубой поток. В 1999 г. было достигнуто соглашение о взаимном применении сторонами льготного налогового режима по данному проекту. Форма поставки природного газа поставщику регулировалась формулой «Бери и плати». Данное положение означало, что запланированные поставки природного газа должны быть оплачены в полном объеме. Считается, что данная формула взаиморасчетов минимизируются риски поставщика. Говоря другими словами, законодательная база, регулирующая деятельность сектора природного газа была отрегулирована в период до 2002 г. и срочного, кардинального пересмотра не требовала. Считается, что рассматриваемый нами закон был принят в соответствии с нормами ЕС и направлен на либерализацию национального рынка природного газа. Впервые в энергетическом законодательстве Турции рынки природного газа и ранок нефти получили свое регулирование в рамках отдельных нормативно-правовых актов.

В годы правления ПСР особое внимание было уделено правовому регулированию нефтяного сектора. Данное обстоятельство было вызвано, прежде всего тем, что в Турции вопрос нефти всегда был более актуален. Страна имеет давние традиции разведки и эксплуатации нефтяных месторождений. В 1887 г. впервые правительство Османской империи начало эксплуатацию нефтяных скважин в районе города Искендерун, выдав лицензию наместнику Камиль Паше. В течение нескольких последующих лет на территории Турции, в то время существовавшей в форме Османской империи, продолжались безрезультатные поиски нефтяных месторождений. Знаменательным событием стало открытие месторождение черного золота в 1899 г., которое было осуществлено приглашенными специалистами из Великобритании. В районе Тракья, что находится в настоящее время на западе страны, было освоено месторождение нефти и продолжалась ее добыча до 1901 г. вплоть до полного истощения источника.

---

<sup>141</sup> <https://russian.rt.com/world/article/439405-tanap-azerbaidzhan-turcia-gazoprovod> (дата доступа: 10.12.17).

После образования Турецкой республики в г., как известно, в стране началась компания по частичной национализации крупной промышленности. В 1926 г. парламент молодой Турецкой республики принял закон «О нефти» под номером 729, который предусматривал национализацию существующих в то время частных нефтяных компаний. Таким образом, в собственность государства перешли не только разработанные скважины, откуда уже качалось черное золото, но и оборудование установленное на объектах добычи.

Первый нефтеперерабатывающий завод в Турции был открыт в 1930 г. в пригороде Стамбула, куда завозилась румынская нефть для дальнейшей переработки.

Считается, что поворотным в истории нефтяной промышленности Турции стал 1940 г., когда на востоке страны, в окрестностях города Батман, были открыты достаточно крупные месторождения нефти, позволившие стране хоть и ненадолго ослабить зависимость местной энергетики от импорта. И уже в 1945 г. в Батмане был введен в строй крупнейший в то время нефтеперерабатывающий завод, позволявший в сутки потреблять 200 тонн нефти.

В дальнейшей истории нефтяного дела Турции крупных прорывов не произошло. Время от времени в стране начинают добычу нефти в том или ином регионе страны, хотя поиски углеводородов продолжались и продолжают регулярно. Сегодня собственные запасы черного золота позволяют компенсировать только 9% от общего спроса на нефть<sup>142</sup>. Тем не менее, правительство Турции данному виду энергоносителя уделяет большее внимание, чем природному газу, запасы которых в стране почти отсутствуют. По этой причине законодательство, регулирующее нефтяной сектор, регулярно подвергалось ревизии.

Трижды за годы правления ПСР (2003, 2007, 2013) пересматривался закон страны «О нефти» с той целью, чтобы сделать его максимально эффективным в деле развития собственного нефтегазового сектора. Как констатируют эксперты в области энергетического права, в современной Турции реформы в области законодательства можно объяснить тремя факторами. Во-первых, официальная Анкара стремится привлечь в сферу геологоразведки, добычи и переработки нефти как можно больше квалифицированных специалистов из зарубежных стран, прежде всего из тех, где технология нефтяного дела отвечают духу времени. Во-вторых, не смотря на определенную переоценку внешнеполитического курса Т. Эрдоганом и его единомышленниками, желание населения страны попасть в европейскую семью живо как прежде. Именно требования ЕС подталкивали и подталкивают сегодня правительство Турции к модернизации энергетического законодательства. В-третьих, роль связующего звена между Западом и Востоком также, как полагают эксперты, «вдохновляет» турецких парламентариев к законотворчеству в обозначенной сфере.

27 февраля 2003г. турецкий парламент принял «О нефти» под номером 4817 г. Данный нормативно-правовой документ впервые регламентировал вопросы найма иностранных специалистов. Причем условия для их трудоустройства становились более комфортными как для работодателя, так и для самого работника. Исчезали многочисленные препоны в форме «приоритета для граждан Турции», длительного срока рассмотрения заявки в различных ведомствах Министерства внутренних дел и т.д. Инициатива найма иностранного рабочего полностью переходила к турецкому работодателю, а форма его трудоустройства становилась близкой к так называемой уведомительной.

Новый закон предусматривал участие в нефтяном секторе Турции и иностранных юридических лиц, в первую очередь, субъектов хозяйственной деятельности. Для них также были отменены многочисленные бюрократические препятствия, существовавшие ранее.

Особое внимание в рассматриваемом нами законе было уделено проблеме лицензирования. Отныне в вопросах получения лицензии на все виды деятельности в нефтяном секторе статус иностранной компании приравнивался к статусу турецкой.

---

<sup>142</sup> <https://www.sabah.com.tr/ekonomi/2012/04/16/turkiyede-kac-kuyuda-petrol-cikti> (дата доступа: 10.12.17).

Деятельность нефтяных компаний также была максимально упрощена. За рамки законодательного регулирования были выведены такие сферы деятельности, как транспортировка нефти и продуктов нефтепереработки, их хранение и реализация. Отныне государство не вмешивалось в обозначенные сферы деятельности как иностранных, так и турецких юридических лиц.

Функции регулятора нефтегазовой промышленности полностью перешли в руки так называемого Управления энергетического рынка (*Enerji piyasası düzenleme kurumu*), который, правда, был предусмотрен законом от 2001 г. После принятия нового закона данное Управление становилось автономным и саморегулируемым, максимально отдаленным от исполнительной власти и политической повестки дня.

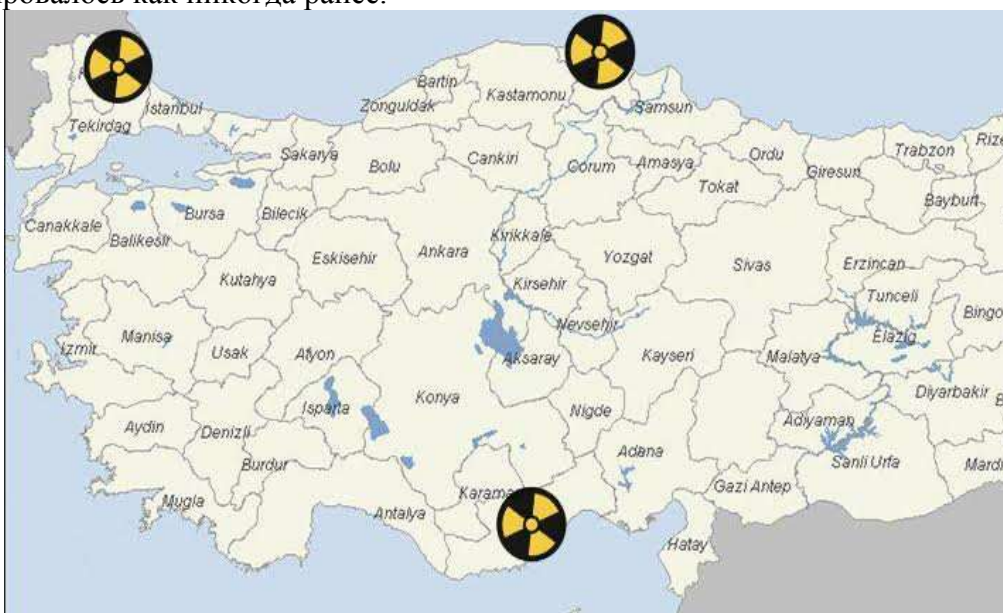
Ряд положений нового закона затрагивал и такой важный вопрос как ценообразование на рынке нефти и нефтепродуктов. В документе указывалось, что цены должны определяться самостоятельно, то есть согласно текущей рыночной конъюнктуре. Тем не менее, государство оставляло за собой право в некоторых случаях вмешиваться в вопрос ценообразования. В первую очередь, государственное регулирование ценообразования объяснялось как возможность предотвращения процесса монополизации в нефтяной отрасли.

Необходимо добавить, что столь кардинальные изменения в национальном энергетическом праве вызвали возражения у целого ряда политиков и экспертов, особенно представителей левых политических партий и движений. Их критика заключалась в том, что самоотстранение государства в данной отрасли народного хозяйства в силу ее специфики приведет лишь к неконтролируемому обогащению представителей крупного бизнеса.

Последующие шаги по модернизации действующего законодательства, предпринятые в 2007 и 2013 гг., носили дополняющий характер. Так, например, были продлены сроки лицензий на разведку и эксплуатацию нефтяных месторождений, функции государственных органов были более точно определены и регламентированы. В настоящее время турецкая нефтяная отрасль регулируется законом 2013 г. под номером 6491, который мало чем отличается от своего предшественника от 2003 г.

### *3. Мирный атом и строительство АЭС*

И, наконец, нельзя обойти вниманием стратегию официальной Анкары по развитию мирного атома и строительства АЭС. Данное направление в последние годы актуализировалось как никогда ранее.



**Рисунок 1. Сторонящиеся и проектируемые АЭС на территории Турции**



Первый шаг в данном направлении был сделан совместно с российскими специалистами. При поддержке России в настоящее время возводится АЭС «Аккую» на юге страны близ города Мерсин. Российскую сторону в данном проекте представляет «Атомстройэкспорт», который является подведомственной организацией «Росатома». Турецкая сторона представлена организованной для данного проекта корпорацией «Аккую нуклеер» (Akkuyu nükleer A.Ş.). Согласно достигнутым договоренностям, после введение в эксплуатацию данной АЭС российская сторона в течение пятнадцати лет будет реализовывать электроэнергию турецкому потребителю.

Строительство АЭС началось совсем недавно: 14 апреля 2015 г. министр энергетики и природных ресурсов Турецкой республики, губернатор округа Мерсин и Генеральный директор «Росатома» С.В. Кириенко в торжественной обстановке объявили о начале строительства объекта. Несмотря на напряженные отношения, которые сложились между Россией и Турцией в 2015-16 гг., после недолгой «заморозки» проект удалось реанимировать. После переговоров Президента России В.В. Путина и его турецкого коллеги Т. Эрдогана, которые состоялись в середине ноября текущего года в Сочи, российский лидер заявил, что АЭС «Аккую» заработает на полную мощность к 2023 г.<sup>143</sup> При этом стороны договорились, что Россия инвестирует в данный проект один миллиард долларов в течение следующего года<sup>144</sup>.

Рассматриваемый нами проект был встречен далеко неоднозначно как в самой Турции, так и за рубежом. Эксперты в области энергетики критиковали турецкие власти за неверный, с их точки зрения, подбор места для строительства атомной станции. Окрестности города Мерсина находятся на линии излома земной коры или так называемого геологического разлома, что несет с собой риски утечки радиации в случае даже незначительных колебаний земной поверхности. Раскритиковал строительство АЭС и Европейский парламент, выступивший с заявлением о необходимости заморозки начавшихся работ, аргументируя свое требование тем, что юг Турции находится в зоне сейсмической неустойчивости.

Следующий проект в области атомной энергетики – строительство АЭС близ города Синоп, который расположен на севере страны, и является крупным черноморским портовым городом. Данный проект осуществляется совместно со специалистами из Японии.

Япония – дружественная для Турции страна. На протяжении десятилетий оба государства поддерживали достаточно теплые отношения. В принципе, оппозиционность китайскому влиянию в регионе объединяла Анкару и Токио, служила фактором их сближения на международной арене. Добавим, что турецко-китайский конфликт, правда, уже почти исчерпавший себя в настоящее время, уходит в глубь тысячелетий. Древняя история центральноазиатского и восточноазиатского регионов полна войн и сражений, подстегнувших тюркоязычные кочевые племена к миграции на Запад. Не будет преувеличением сказать, что многовековое противостояние двух цивилизаций – древнекитайской и древнетюркской – так или иначе осталось в памяти современных турков, что отражается, например, в учебниках истории, памятниках народного фольклора и т.д. В данном аспекте турецко-японский симбиоз не кажется случайным. Однако основная причина привлечения японских коллег к строительству АЭС кроется в другом. Япония, так же как и Турция, находится в зоне сейсмической неустойчивости. Считается, что специалисты из Японии знают все тонкости и лучше подготовлены к возведению объектов стратегической важности в зоне риска.

<sup>143</sup> <http://web.archive.org/web/20171114145229/http://www.diken.com.tr/putin-acikladi-akkuyuda-nukleer-reaktor-2023te-ateslenecek> (дата доступа: 10.12.17).

<sup>144</sup> <http://www.milliyet.com.tr/turkiye-ile-rusya-arasinda-2-bahar-ekonomi-2554986> (дата доступа: 10.12.17).



Консультации на предмет подписания соглашения о строительстве АЭС между турецкими и японскими сторонами начались 3 мая 2013 г. в ходе визита делегации из страны восходящего солнца в Анкару. Несколько позднее договор был подписан. Одним из наиболее важных условий достигнутых договоренностей было положение о том, что строительство объекта должно начаться в 2017 г. Эксплуатацию АЭС будет осуществлять консорциум из специалистов трех стран: Турции, Японии и Франции. Примечательно, что турецкой стороне будет принадлежать 49% вложенного капитала в проект, в силу чего Анкара не будет владеть правом решающего голоса в спорных вопросах. Японская сторона обязалась вложить порядка 30 %, французская – 21% необходимых инвестиций.

Рассматриваемый нами проект также вызвал неоднозначную реакцию со стороны турецкой общественности и экспертов в области атомной энергетики. Так, например, критике подвергся тот факт, что ратификация соглашения в турецком парламенте пришлось всего за два месяца до национальных выборов, что не позволило депутатам детально обсудить условия договора и его возможные негативные последствия. Сам договор составлялся в спешке и многие факты, которые касались таких вопросов, как условия подписания, состав участников проекта и его определение оказались, в итоге, скрытыми для турецкой общественности. Например, как выяснилось позднее, в официальных документах были допущены разночтения по вопросу себестоимости проекта: в турецких источниках фигурировала цифра 20 миллиардов долларов США, в то время как в японских документах – 16.3 миллиардов долларов США. Разногласия в турецкой общественности вызвал и выбор региона строительства АЭС. Ряд экспертов высказался в пользу того, что мощность планируемого объекта явно завышена, что повышает ее себестоимость.

В зарубежной научной литературе активность официальной Анкары исследуется с различных позиций и геополитических направлений. Одними из самых дискуссионных вопросов являются турецко-российское, турецко-азербайджанское, турецко-израильское и иные направления. Сотрудничество Анкары и Пекина в сфере энергетики практически не исследовалось, так как не была создана почва для подобных изысканий и аналитики. Однако в течение последних нескольких лет ситуация кардинально изменилась.

Безусловно, невозможно сегодня представить международную торговлю без Китая. Экономический потенциал КНР настолько высок, что присутствие данной страны на международных рынках продукции, услуг, рабочей силы и капитала более, чем ощутимо. Примечательно, что Китай, также как и Турция, испытывает дефицит в собственных запасах углеводородов. Тем не менее, как видится, данное обстоятельство в современных условиях не является препятствием для развития двухстороннего сотрудничества в энергетической сфере, не смотря на сложные отношения между двумя государствами в прошлом.

Известно, что торгово-экономические отношения между Османской империей и Китаем начались в период правления Абдулхамита II (пр.1876-1909 гг.). Турецкий султан направил достаточно многочисленную делегацию в Китай с целью проведения переговоров. Примечательно, что именно члены данной делегации привезли в Стамбул красивейший китайский фарфор, который и в настоящее время украшает коллекцию музея Топкапы.

После провозглашения республиканского строя правления в 1923 г., кемалисты стремились упрочить отношения с Китаем. В 1934 г. было подписано Соглашение о дружбе и сотрудничестве между двумя странами.

Однако участие турецкой армии в корейской войне (1950-53 гг.) на стороне США надолго испортили отношения двух стран. Кардинальные изменения стали происходить лишь в последние годы. Ключевым моментом стал вопрос энергетики.

Отсутствие крупных зарождений нефти и газа подтолкнуло обе страны к кооперации в области мирного атома. Впервые вопрос о налаживании сотрудничества между двумя странами в области атомной энергетики был поднят президентом Турции Т. Эрдоганом в ходе его визита в Китай в июле 2015 г. И вот уже в июне 2016 г.

многочисленная официальная делегация Турции посетила Пекин. Основной целью визита группы турецких чиновников, среди которых находился и министр энергетики и природных ископаемых страны Б. Албайрак было подписание с китайской стороной соглашения о сотрудничестве в области ядерной энергетики. После переговоров с главой управления по делам энергетики Китайской Народной Республики данное соглашение было достигнуто. Согласно основным положениям договоренностей между двумя странами, обе стороны обязались инициировать и поддерживать сотрудничество в сфере технологических разработок для выработки атомной энергетики с целью построения на территории Турции АЭС.

Необходимо заметить, что визит турецкого министра и подписание договоренностей, вызвали неоднозначную реакцию в среде турецкой общественности. Данное обстоятельство объясняется тем, что Китай, в целом, воспринимается в Турции как страна, имеющая отличные от турецких взгляды на многие вопросы мировой политики и экономики. В турецкой прессе заговорили о том, что администрация Т. Эрдогана намеривается передать право строительства третьей атомной станции китайской компании SNPTC практически «безвозмездно».

Турецко-китайское энергетическое сотрудничество примечательно тем, что страны, в принципе, не имеющие собственных значительных запасов нефти, природного газа, угля и т.д., достигают прорыва в атомной энергетике, что, в последующем, может значительно усилить итак уже неслабые позиции Анкары на евразийском экономическом и культурном пространстве.

Турецкая республика из года в год наращивает свое присутствие на энергетическом рынке Евразии, упрочняя свои позиции практически во всех сферах ТЭКа. Активность турецкого правительства в данном направлении вписывается в концепцию неоосманизма, которая, как было сказано выше, нацелена на укрепление экономического и политического влияния в регионе. Выгодное географическое положение подталкивает официальную Анкару использовать данные преимущества в сфере энергетики. Переоценка внешнеполитических приоритетов ломает устоявшие веками стереотипы. Налаживание сотрудничества со странами, которые ранее рассматривались политической элитой страны как недружественные, уже мало кого удивляет как в самой Турции, так и за ее пределами. Понятие «энергетическая дипломатия» прочно закрепилось в медиапространстве этой страны. Безусловно, активная политика официальной Анкары в области международной энергетики должна стать темой более пристального исследования российских специалистов, так как выработка грамотного подхода к сотрудничеству с турецкими коллегами может открыть новые возможности и перспективы для российского бизнеса, в то время, как игнорирование обозначенного вопроса чревато полной потерей контроля над трансформациями в энергетической сфере региона, происходящими при косвенном или прямом участии Анкары.

#### **Список использованной литературы**

1. Нуриев Б.Д. Неоосманизм и транснационализм на примере турецко-иракских отношений // Вестник Башкирского государственного университета. - 2014. – № 3. – С. 1030-1035.
2. Галиуллина С.Д., Нуриев Б.Д., Игдавлетов И.С. Турецко-иракское экономическое сотрудничество в энергетической сфере: смена приоритетов. // Вестник Уфимского государственного нефтяного технического университета. – 2017. – № 1. - С. 68 – 74.
3. «Построить трубу еще не все» - сможет ли азербайджанский газопровод TANAP конкурировать с «Турецким потоком» // <https://russian.rt.com/world/article/439405-tanap-azerbaidzhan-turcia-gazoprovod>

4. Türkiye’de kaç kuyuda petrol çıktı? //  
<https://www.sabah.com.tr/ekonomi/2012/04/16/turkiyede-kac-kuyuda-petrol-cikti>
5. Putin açıkladı: Akkuyu’da nükleer reaktör 2023’te ‘ateşlenecek’ //  
<http://web.archive.org/web/20171114145229/http://www.diken.com.tr/putin-acikladi-akkuyuda-nukleer-reaktor-2023te-ateslenecek>
6. Türkiye ve Rusya arasında 2. Bahar // <http://www.milliyet.com.tr/turkiye-ile-rusya-arasinda-2-bahar-ekonomi-2554986>

## Об авторах

**Голубчик Андрей Моисеевич** – к.э.н., доцент кафедры нефтегазотрейдинга и логистики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор кафедры технологии внешнеторговых сделок Всероссийской академии внешней торговли Минэкономразвития России, e-mail: [Golubchik.A@gubkin.ru](mailto:Golubchik.A@gubkin.ru) [Pigeon\\_am@mail.ru](mailto:Pigeon_am@mail.ru)

**Джинсок Сун** – аспирант факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [jinsok.sung@gmail.com](mailto:jinsok.sung@gmail.com)

**Еремин Сергей Владимирович** – Доцент кафедры стратегического управления ТЭК РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.э.н., e-mail: [eremin.s@gubkin.ru](mailto:eremin.s@gubkin.ru)

**Иванов Николай Александрович** – заведующий сектором «Энергетические рынки» Фонда «Институт энергетики и финансов», email: [n\\_ivanov@fief.ru](mailto:n_ivanov@fief.ru)

**Иллерицкий Никита Игоревич** – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: [illernick@yandex.ru](mailto:illernick@yandex.ru)

**Йорданов Симеон Георгиев** – аспирант факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [sgjordanov@abv.bg](mailto:sgjordanov@abv.bg)

**Кириченко Арсений Борисович** – соискатель ученой степени кандидата экономических наук, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [arseniy.kirichenko@gmail.com](mailto:arseniy.kirichenko@gmail.com)

**Козеняшева Маргарита Михайловна** – д.э.н., профессор, зав. кафедрой международного нефтегазового бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Копытин Иван Александрович** – к.э.н., старший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

**Курилов Виктор Викторович** – старший эксперт Экономического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов», email: [v\\_kurilov@fief.ru](mailto:v_kurilov@fief.ru)

**Масленников Александр Оскарович** – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

**Миловидов Константин Николаевич** – профессор, и.о. зав. каф. МНГБ в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [milovidov\\_kn@mail.ru](mailto:milovidov_kn@mail.ru)

**Нуриев Булат Дамирович** – к.ф.н., доцент кафедры зарубежного регионоведения и истории Уфимского государственного нефтяного технического университета, e-mail: [nurievbd@mail.ru](mailto:nurievbd@mail.ru)

**Полаева Гозель Байгельдыевна** – к.э.н., доцент, зам. декана факультета Международный энергетический бизнес РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [gozel\\_polayeva@mail.ru](mailto:gozel_polayeva@mail.ru)

**Поспелов Валентин Кузьмич** – д.э.н., профессор департамента мировой экономики и мировых финансов Финансового университета при Правительстве Российской Федерации

**Сергаева Алиса** – специалист по развитию бизнеса ООО «Газпром – газомоторное топливо», соискатель по кафедре «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Синицын Михаил Владимирович** – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: [sinitsyn@imemo.ru](mailto:sinitsyn@imemo.ru)

**Телегина Елена Александровна** – член-корр. РАН, д.э.н., профессор, декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Титов Александр Викторович** – заведующий сектором «Мировой нефтяной рынок» Фонда «Институт энергетики и финансов», email: [a\\_titov@fief.ru](mailto:a_titov@fief.ru)

**Халова Гюльнар Османовна** – д.э.н., профессор, заместитель заведующего кафедрой мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Хауг Андрей Кристиан** – аспирант факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: [andrej.haug@gmail.com](mailto:andrej.haug@gmail.com)

**Чигладзе Платон Гаусиевич** – старший менеджер Департамента строительства скважин ПАО «ЛУКОЙЛ», e-mail: [Platon.Chigladze@lukoil.com](mailto:Platon.Chigladze@lukoil.com)

**Шуркалин Александр Константинович** – д.э.н., профессор, профессор кафедры финансов Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана, e-mail: почта [iraschurkalina@yandex.ru](mailto:iraschurkalina@yandex.ru)

Научное издание

Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика

*Под редакцией  
Жукова Станислава Вячеславовича*

*Материалы конференции*

ISBN 978-5-9535-0527-7



---

Подписано в печать 05.02.2018.  
Формат 60×84/8. Печать офсетная.  
Объем 20,75 п.л., 10,2 а.л. Тираж 200 экз. Заказ № 4/2018

---

Издательство ИМЭМО РАН  
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23