

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

# **Контуры мирового энергетического перехода**

Под редакцией  
д.э.н. С.В. Жукова

Москва  
ИМЭМО РАН  
2020

УДК 338.4  
ББК 65.304.13  
Конт 651

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

Рецензенты:

доктор экономических наук Е.В. Зенкина  
кандидат экономических наук О.С. Анашкин

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

Конт 651

Контурсы мирового энергетического перехода / Под ред. С.В. Жукова. – М.:  
ИМЭМО РАН, 2020. – 122 с.

ISBN 978-5-9535-0573-4

DOI:10.20542/978-5-9535-0573-4

В сборнике работ по результатам седьмой молодежной конференции Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН и Факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина рассмотрены проблемы развития мировой энергетики в контексте энергетического перехода. Представлены работы по перспективам новых возобновляемых источникам энергии, энергетическому переходу в Германии, тенденциям перестройки энергетики России и политике российских энергетических компаний.

**The Contours of the World Energy Transition / Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO,  
2020. – 122 p.**

**ISBN 978-5-9535-0573-4**

**DOI:10.20542/978-5-9535-0573-4**

The compendium of articles presented at the seventh international conference of young scholars, organized by the Center of Energy Studies, IMEMO and Faculty of International Energy Business of Gubkin Russian State University (NRU) of Oil and Gas, covers various problems of world energy restructuring in the context of energy transition. The compendium includes articles on perspectives of new renewable energy sources, energy transition in Germany, trends of Russia's energy restructuring and policies of Russian energy companies.

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

ISBN 978-5-9535-0573-4

© ИМЭМО РАН, 2020

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<i>Авдалян Г.М.</i> Перспективы сотрудничества ЕАЭС и Ирана в энергетической сфере .....	4
<i>Арутюнян Д.А.</i> Логистика снабжения предприятий ТЭК на неосвоенных и малоосвоенных территориях .....	10
<i>Вовкодав К.В.</i> Перспективы развития рынка малотоннажного СПГ в Российской Федерации .....	26
<i>Панков С.В.</i> Водородная энергетика: проблемы и перспективы .....	32
<i>Попов Т.О.</i> Проблемы и перспективы добычи и использования газовых гидратов .....	45
<i>Синицын М.В.</i> Блокчейн в электроэнергетике .....	50
<i>Куджба И.С.</i> Электроэнергетический сектор Швейцарии .....	52
<i>Попадько А.М.</i> Влияние стратегии Энергоперехода на развитие газового рынка Германии и формирование тарифов на электроэнергию .....	54
<i>Нурматова В.Т.</i> Трудноизвлекаемая нефть как перспектива развития нефтегазовой отрасли России .....	62
<i>Одабабян Т.М.</i> Перспективы развития петротермальной энергетики в России .....	73
<i>Рожнятовский Г.И.</i> Риски и возможности внедрения ВИМ-технологий в нефтегазовом комплексе Российской Федерации .....	82
<i>Шикунова Д.С.</i> Эволюция газовых хабов в Европе .....	88
<i>Млынчик С.А.</i> Механизмы и факторы ценообразования на нефтепродукты в условиях малого объема рынка .....	96
<i>Гаврильев М.В.</i> Формульное ценообразование на нефтепродукты как путь к снижению рисков на фоне рыночной волатильности .....	102
<i>Сенченко Н.В.</i> Сравнительный анализ инструментов финансовой гарантии ликвидации месторождений, применяемых в России и в Канаде .....	106
<i>Носов А.Н.</i> Оппортунистическое поведение ВИНК в рамках проведения аукционов по получению лицензий на разработку нефтяных месторождений .....	115
Об авторах .....	121

## Перспективы сотрудничества ЕАЭС и Ирана в энергетической сфере

Для развития национальных экономик и поддержания стабильного экономического роста Евразийского Экономического Союза в целом, одной из приоритетных и первоочередных задач становится обеспечение устойчивого развития энергетической сферы. В частности, учитывая потенциальное расширение интеграционного объединения, необходимо принимать во внимание разное видение энергетической стратегии и политики стран, проявляющих интерес к ЕАЭС. Одним из таких государств является Исламская Республика Иран, для которой сотрудничество с Союзом вписывается в контекст приоритета регионального сотрудничества, в частности в ключевой для экономик всех стран – энергетической сфере.

Евразийский экономический союз (ЕАЭС) – сформированное в 2015 году международное интеграционное объединение, государствами-членами которой являются Российская Федерация, Республика Казахстан, Республика Беларусь, Республика Армения и Кыргызская Республика. В рамках ЕАЭС успешно продолжает развиваться институциональная структура, которая обеспечивает реализацию и углубление процессов интеграции на территории Союза. Интеграционные процессы, предшествующие началу функционирования ЕАЭС, стартовали в довольно непростых экономических условиях. Однако, несмотря на данное стечение обстоятельств, государствам ЕАЭС удалось сохранить инфраструктуру, основные производственные активы и накопленный человеческий капитал, что способствовало хотя и постепенному, но возвращению казалось уже утраченных возможностей.

На территории ЕАЭС, которая составляет более 1/7 мировой суши проживает более 183 млн. человек. В 2018 году ВВП (по ППС) интеграционного объединения составил 4432 млрд долл., что на 4,8% больше чем в 2015 (с момента вступления в силу Договора о ЕАЭС).<sup>1</sup> Также отметим, что в 2018 году наблюдается рост основных макроэкономических показателей в среднем на уровне 4%, за исключением показателя экспорта товаров в третьи страны. Рассматривая внешнюю торговлю, можно заметить, что наибольшую долю в товарной структуре экспорта, а именно 67,2%, занимают минеральные продукты.<sup>2</sup>

Таблица 1.

### Индексы основных социально-экономических показателей

	Армения	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Россия	ЕАЭС
Валовой внутренний продукт	105,2	103	104,1	103,5	102,3	<b>102,5</b>
Промышленное производство	104,3	105,7	104,1	105,4	102,9	<b>103,1</b>
Инвестиции в основной капитал	104,5	105,1	117,2	103,3	104,3	<b>105,6</b>
Грузооборот	103,2	104,1	107,3	105,2	102,9	<b>103,3</b>
Оборот розничной торговли	101,3	108,3	105,7	106,9	102,8	<b>103,2</b>
Экспорт товаров во внешней торговле с третьими странами	103,4	127,2	127,3	97,8	126,9	<b>126,8</b>
Импорт товаров во внешней торговле с третьими странами	126,7	107,8	113,1	119	105,2	<b>106,3</b>

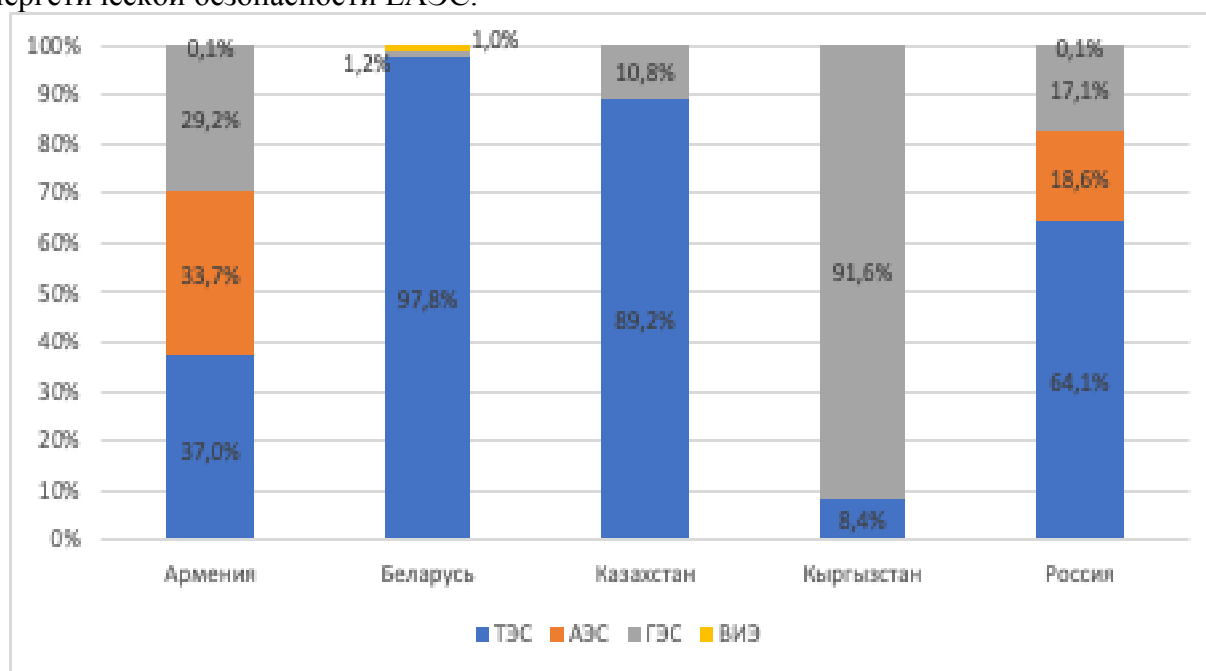
Источник: Статистический ежегодник Евразийского экономического союза

Топливо-энергетический комплекс является одной из опорных отраслей ЕАЭС. С точки зрения ресурсной достаточности, ЕАЭС обладает примерно 8% мировых запасов

<sup>1</sup> World Bank Database [Электронный ресурс] URL: data.worldbank.org

<sup>2</sup> Внешняя торговля товарами. Статистика Евразийского экономического союза. 2018 год [Электронный ресурс] URL: [http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr\\_i\\_makroec/dep\\_stat/tradestat/publications/Documents/Ext\\_2018.pdf](http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/publications/Documents/Ext_2018.pdf)

нефти, 1/5 общемировых запасов природного газа, более 17% мировых запасов угля, а производство электроэнергии составляет почти 5% от совокупной мировой выработки.<sup>3</sup> Большая часть топливно-энергетических ресурсов сосредоточена на территории Российской Федерации. Значительными запасами нефти, газа, угля также обладает Казахстан. Небольшими запасами углеводородных ресурсов располагают Республика Беларусь и Кыргызская Республика. В Республике Армении почти полностью отсутствуют разведанные запасы топливно-энергетических ресурсов. В 2018 году государствами-членами Союза было добыто 694 млрд. куб. м. газа (экспорт – 260,7 млрд куб. м.), 648 млн. тонн нефти (из них 347,4 млн т экспортировано), более 560 млн. тонн угля (из них 232 млн т экспортировано), а также произведено 1276,6 млрд. кВт ч электроэнергии (экспорт – 27,5 млрд. кВт ч).<sup>4</sup> По сравнению с 2014 годом добыча газа увеличилась на 10 млрд. куб. м. (1,5%), прирост добычи нефти составил почти 39 млн. т (6,4%), добыча угля выросла на 88,2 млн. т (18,7%), производство электроэнергии увеличилось на 80,9 млрд. кВт ч (6,8%). Минерально-сырьевой потенциал стран является основополагающим фактором для гарантированного обеспечения энергетической безопасности ЕАЭС.



**Рисунок 1. Структура выработки электроэнергии в государствах – членах ЕАЭС по видам в 2017 г., %**

Источник: International Energy Agency

Немаловажным фактором для развития энергетики на территории ЕАЭС является создание общего рынка энергоресурсов. До 2025 года планируется создание единых рынков газа, электроэнергии, нефти и нефтепродуктов. Для формирования технологической основы электроэнергетического рынка предполагается создание регламентов взаимной торговли электроэнергией как централизованной (по срочным контрактам и на сутки), так и на основе свободных двусторонних договоров. Также планируется разработка механизма распределения пропускной способности МГЛЭП и развитие межгосударственных электрических сетей. Общий рынок газа и общий рынок нефти и нефтепродуктов ЕАЭС предполагает осуществление свободных поставок газа, нефти и нефтепродуктов,

<sup>3</sup> BP Statistical Review of World Energy - 2019

<sup>4</sup> Евразийский экономический союз в цифрах [Электронный ресурс] URL: [http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr\\_i\\_makroec/dep\\_stat/econstat/Documents/Brief\\_Statistics\\_Yearbook\\_2018.pdf](http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/econstat/Documents/Brief_Statistics_Yearbook_2018.pdf)

приобретенных на биржевых торгах или по прямым договорам, между участниками общего рынка газа Союза в требуемых объемах и по необходимым направлениям. Данные действия способствуют обеспечению равного доступа стран-участниц ЕАЭС к рассматриваемым ресурсам.<sup>5</sup>

Рассматривая дальнейшее развитие энергетики ЕАЭС, необходимо учитывать тот факт, что в составе объединения находятся страны как экспортеры энергоресурсов, так и импортеры, а также страны, приобретающие высокий транзитный потенциал энергоресурсов принимая во внимание активные шаги по расширению состава участников ЕАЭС. Соглашение о создании зоны свободной страны (ЗСТ) подписано с такими странами, как Вьетнам, Сингапур, Сербия. Статус государства-наблюдателя при ЕАЭС имеет Республика Молдова, соглашение о торгово-экономическом сотрудничестве подписано с КНР. Меморандум о сотрудничестве и взаимопонимании также является одной из форм международного сотрудничества ЕАЭС, который действует с Монголией, Чили, Перу, Иорданией, Индонезией и с Королевством Камбоджа. Особо стоит отметить вступление в силу временного соглашения, ведущего к образованию зоны свободной торговли с Исламской Республикой Иран, с государством, которое располагает огромными запасами углеводородных ресурсов.<sup>6</sup> Учитывая данный факт, перед ЕАЭС и Ираном стоит задача быть не конкурентами за рынки сбыта энергоресурсов, а партнерами на этих рынках. В свою очередь это влечет за собой необходимость формирования согласованной и скоординированной политики по взаимодействию на потенциальных рынках сбыта.

Исламская Республика Иран (ИРИ), в свою очередь, крупное, достаточно экономически развитое государство в Передней Азии, имеет при этом стратегически важное географическое положение. В 2017 ВВП (по ППС) Ирана составил 1,54 млрд. долл. (18-я экономика в мире), что на было 3,8% больше по сравнению с предыдущим годом. Рассматривая внешнюю торговлю, стоит отметить, что продажа сырой нефти — это примерно 71,7% от общего объема экспорта страны.<sup>7</sup>

Для Ирана ТЭК является также основной отраслью экономики. На сегодняшний день Иран обладает примерно 9,3% от общемировых запасов нефти, то есть 21,6 млрд. т. По запасам газа страна занимает одно из лидирующих позиций в мире, страна обладает 33,2 млрд. куб. метров, это более 17% общемировых запасов природного газа. Запасы угля составляют более 1,1 млрд. тонн, а производство электроэнергии составляет 310,8 млрд. кВт ч (1,2% от мировой выработки). Экспорт нефти, учитывая давление и ограничительные меры, направленные в сторону Ирана, снизился до уровня 1,85 млн. баррелей в сутки (-12,96%).<sup>8</sup> Экспорт газа составляет более 12,3 млрд. м куб, из которых большая часть приходится на Турцию. Также небольшой объем газа экспортируется в Армению (менее 400 млн куб. м. в год).<sup>9</sup> Экспорт электроэнергии составляет 6,8 млрд. кВт ч.

Учитывая энергетический потенциал Ирана, а также принимая во внимание вступление в силу временного соглашения ведущего к образованию ЗСТ с ЕАЭС, проанализируем основные направления сотрудничества в энергетической сфере, которые способствовали укреплению и развитию экономики и обеспечению энергетической безопасности каждой из стран.

---

<sup>5</sup> ЕЭК [Электронный ресурс] URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Pages/default.aspx>

<sup>6</sup> ЕАЭС и Иран переходят на преференциальные условия торговли // ЕЭК, 28.10.2019 [Электронный ресурс] URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/28-10-2019-1.aspx>

<sup>7</sup> OECD [Электронный ресурс] URL: [https://oec.world/en/visualize/tree\\_map/hs92/export/irn/all/show/2017/](https://oec.world/en/visualize/tree_map/hs92/export/irn/all/show/2017/)

<sup>8</sup> OPEC Annual Statistical Bulletin 2019

<sup>9</sup> Армения и Иран расширят программу газ в обмен на электроэнергию // Neftegaz.RU, 10.12.2018 [Электронный ресурс] URL: <https://neftgaz.ru/news/Trading/196347-armeniya-i-iran-rasshiryat-programmu-gaz-v-obmen-na-elektroenergiyu/>

Таблица 2.

**Сопоставление ряда макроэкономических показателей и показателей ТЭК ЕАЭС и Ирана**

	ЕАЭС		Иран		ЕАЭС+Иран	
	Значение	Доля в мире, %	Значение	Доля в мире, %	Значение	Доля в мире, %
ВВП (по ППС), млрд. долл. США	4801,5	3,5	1695,0	1,2	6496,5	4,8
Запасы нефти, млн. т	18533,0	7,7	21400,0	8,9	39933,0	16,6
Запасы газа, млрд. куб. м	41308,5	21,0	31900,0	16,2	73208,5	37,2
Добыча нефти, млн. т	648,0	14,5	220,4	4,9	868,4	19,4
Добыча газа, млрд. куб. м	694,0	17,9	239,5	6,2	933,5	24,1
Выработка электроэнергии, млрд. кВт ч	1276,7	4,8	310,4	1,2	1587,5	6,0

Источник: составлено на основе данных BP Statistical Review of World Energy, ЕЭК, Всемирного банка.

Так, в области электроэнергетики обсуждается объединение энергосистем Ирана и стран ЕАЭС, в частности Армении и России через Грузию в рамках энергокоридора «Север-Юг», общая пропускная способность которой будет достигать 1,2 ГВт.<sup>10</sup> В ближайшее время планируется завершение строительства высоковольтной ЛЭП напряжением 400 кВ, которая будет построена от приграничного участка Ирана до села Ддмашен (центральная часть Армении), а отсюда продолжится другая линия, тоже напряжением в 400 кВ, уже в Грузию и далее в Россию. Строительство первого участка полностью профинансирует иранская сторона. Реализация данной ЛЭП поспособствует развитию взаимовыгодного регионального сотрудничества в сфере электроэнергетики.<sup>11</sup> Кроме того, Армения уже продолжительное время осуществляет с Ираном бартерную сделку, согласно которой импортируемый газ направляется на Ереванскую ТЭЦ, а в обмен Иран получает электроэнергию (из 1 кубометра газа вырабатывается примерно около 4,5 кВт ч электричества, из которых 3 кВт ч направляются в Иран, а излишек остается для внутреннего потребления). Немаловажным является тот факт, что в настоящее время в Иране в определенных городах и районах имеет место нехватка электроэнергии, а установленные мощности по производству электроэнергии указывают на то, что изношенные электросети, инфраструктура передачи и распределения являются основной причиной таких проблем. Учитывая текущий уровень потерь электроэнергии оцениваемый в 11%, перед ЕАЭС, в частности перед Россией, открывается возможность совместной работы по их модернизации.<sup>12</sup>

<sup>10</sup> Энергетики Армении, РФ, Ирана и Грузии обсудят в Тегеране энергокоридор "Север-Юг" // ИА «ПРАЙМ», 08.04.19 [Электронный ресурс] URL: <https://1prime.ru/energy/20190408/829874960.html>

<sup>11</sup> Строительство новой линии электропередачи Иран – Армения намечено завершить к концу 2020 года // Sputnik Армения, 26.10.2019 [Электронный ресурс] URL: <https://ru.armeniasputnik.am/economy/20191026/20880801/Stroitelstvo-proryvnoy-linii-elektroperedachi-Armeniya--Iran-khotyat-zavershit-k-2021-godu.html>

<sup>12</sup> Ирану требуется около 1,724 млрд долл США, чтобы снизить потери мощности электроэнергии на 3% // Neftegaz.RU, 24.07.2018 [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/news/energy/199759-iranu-trebuetsya-okolo-1-724-mlrd-doll-ssha-chtoby-snizit-poteri-moshchnosti-elektroenergii-na-3/>

Также, наблюдаются позитивные сдвиги в переговорном процессе по совместному строительству на границе Армении и Ирана Мегринской ГЭС, которая, согласно предварительным данным, будет ежегодно вырабатывать 750-800 миллионов кВт ч электроэнергии, что составляет примерно десятую часть от текущих генерирующих мощностей Армении. Планируется что в течении 10-15 лет весь объем производимой электроэнергии будет поставляться в Иран.<sup>13</sup>

В сотрудничестве государств-членов ЕАЭС и Ирана особое место занимает взаимодействие в сфере мирного атома, в частности сейчас активно идет строительство второй очереди атомной станции "Бушер". В ноябре 2014 года РФ и Иран подписали контракт на строительство второго и третьего энергоблоков АЭС "Бушер" (проект "Бушер-2"). Церемония начала проекта "Бушер-2" состоялась 10 сентября 2016 года, а непосредственно строительство началось 10 ноября 2019 года. Суммарная мощность двух новых блоков – 2,1 тыс. МВт. Строительство второго блока планируется завершить в 2024 году, третьего блока – в 2026 году.<sup>14</sup> На примере рассматриваемых проектов, иллюстрирующих разную структуру установленных генерирующих мощностей (ГЭС, Атомная энергетика) можно проследить возможность взаимодополнения разных видов генерации электроэнергии в часы пиковых нагрузок каждого отдельного государства-члена ЕАЭС и третьих стран, особенно в случае успешной реализации единых рынков энергоресурсов и организации взаимной торговли электроэнергией.

Также российские компании видят большой интерес к нефтегазовым проектам на территории Ирана. В частности, за последнее время был подписан ряд контрактов на разработку пяти месторождений на сумму в 4 млрд долларов. Также ограничения коснулись уже к запланированным совместным проектам. Так, изначально консорциум с участием российской компании «Зарубежнефть» оценивал возможность инвестирования в иранские нефтедобывающие проекты до 7 млрд долларов. Предполагаюсь, что в рамках комплекса проектов могла быть осуществлена разработка трех нефтяных и одного газового месторождения.<sup>15</sup> Однако, учитывая ограничительные меры, предпринятые к иранской стороне, данные участи "Зарубежнефть" отдала ФГУП "Промсырьеимпорт", которая теперь занимается разработкой данных месторождений ("Абдан" и "Западный Пейдар").<sup>16</sup>

Таким образом, стоит подчеркнуть значимый потенциал энергетического сотрудничества между государствами ЕАЭС и Ираном. Несмотря на существующее экономическое давление и ограничительные меры, направленные в сторону Исламской Республики, хотя и не в полной мере, но все же наблюдаются позитивные сдвиги в реализации важных энергетических проектов: строительство АЭС, объединение и расширение пропускной способности ЛЭП, взаимодействие в нефтегазовой отрасли, включая сделки по нефтяным свопам и разработку иранских нефтяных и газовых месторождений. Также, создание ЗСТ отвечает интересам большинства стран ЕАЭС, в частности для Армении, которая способствует формированию надежной конъюнктуры торговли с Ираном. Данные шаги позволят как ЕАЭС, так и Ирану более эффективно использовать собственный энергетический потенциал, позволят решить проблемы энергообеспечения национальных экономик, а также повлияют на расширение экспортных возможностей и транзитного потенциала, что повысит устойчивость как энергетического сектора, так и всей экономики к внутренним и внешним вызовам.

---

<sup>13</sup> Иран в течение 10-15 лет будет покупать все электричество у будущей Мегринской ГЭС // Sputnik Армения, 18.09.2019 [Электронный ресурс] URL: <https://ru.armeniasputnik.am/economy/20190918/20445587/Iran-v-techenie-10-15-let-budet-pokupat-vse-elektrichestvo-u-buduschey-Megrinskoy-GES.html>

<sup>14</sup> Посольство России сообщило детали церемонии начала сооружения АЭС "Бушер-2" // «РИА Новости», 10.11.2019 [Электронный ресурс] URL: <https://ria.ru/20191110/1560776637.html>

<sup>15</sup> «Зарубежнефть» ставит на Иран // Коммерсант, 16.08.2017 [Электронный ресурс] URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3385000>

<sup>16</sup> Россия и Иран обсуждают совместные проекты, в том числе проект газопровода Иран-Пакистан-Индия // Вести.Ru, 18.07.2019 [Электронный ресурс] URL: <https://www.vesti.ru/doc.html?id=3159220>



## Список используемой литературы

1. World Bank Database [Электронный ресурс] URL: [data.worldbank.org](http://data.worldbank.org)
2. Внешняя торговля товарами. Статистика Евразийского экономического союза. 2018 год [Электронный ресурс] URL: [http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr\\_i\\_makroec/dep\\_stat/tradestat/publications/Documents/Ext\\_2018.pdf](http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/tradestat/publications/Documents/Ext_2018.pdf)
3. BP Statistical Review of World Energy - 2019
4. Евразийский экономический союз в цифрах [Электронный ресурс] URL: [http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr\\_i\\_makroec/dep\\_stat/econstat/Documents/Brief\\_Statistics\\_Yearbook\\_2018.pdf](http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/econstat/Documents/Brief_Statistics_Yearbook_2018.pdf)
5. ЕЭК [Электронный ресурс] URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Pages/default.aspx>
6. ЕАЭС и Иран переходят на преференциальные условия торговли // ЕЭК, 28.10.2019 [Электронный ресурс] URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/28-10-2019-1.aspx>
7. OECD [Электронный ресурс] URL: [https://oec.world/en/visualize/tree\\_map/hs92/export/irn/all/show/2017/](https://oec.world/en/visualize/tree_map/hs92/export/irn/all/show/2017/)
8. ОПЕК Annual Statistical Bulletin 2019
9. Армения и Иран расширят программу газ в обмен на электроэнергию // Neftegaz.RU, 10.12.2018 [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/news/Trading/196347-armeniya-i-iran-rasshiryat-programmu-gaz-v-obmen-na-elektroenergiyu/>
10. Энергетики Армении, РФ, Ирана и Грузии обсудят в Тегеране энергокоридор "Север-Юг" // ИА «ПРАЙМ», 08.04.19 [Электронный ресурс] URL: <https://1prime.ru/energy/20190408/829874960.html>
11. Строительство новой линии электропередачи Иран – Армения намечено завершить к концу 2020 года // Sputnik Армения, 26.10.2019 [Электронный ресурс] URL: <https://ru.armeniasputnik.am/economy/20191026/20880801/Stroitelstvo-proryvnoy-linii-elektroperedachi-Armeniya--Iran-khotyat-zavershit-k-2021-godu.html>
12. Ирану требуется около 1,724 млрд долл США, чтобы снизить потери мощности электроэнергии на 3% // Neftegaz.RU, 24.07.2018 [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/news/energy/199759-iranu-trebuetsya-okolo-1-724-mlrd-doll-sshachtoby-snizit-poteri-moshchnosti-elektroenergii-na-3/>
13. Иран в течение 10-15 лет будет покупать все электричество у будущей Мегринской ГЭС // Sputnik Армения, 18.09.2019 [Электронный ресурс] URL: <https://ru.armeniasputnik.am/economy/20190918/20445587/Iran-v-techenie-10-15-let-budet-pokupat-vse-elektrichestvo-u-buduschey-Megrinskoy-GES.html>
14. Посольство России сообщило детали церемонии начала сооружения АЭС "Бушер-2" // «РИА Новости», 10.11.2019 [Электронный ресурс] URL: <https://ria.ru/20191110/1560776637.html>
15. «Зарубежнефть» ставит на Иран // Коммерсант, 16.08.2017 [Электронный ресурс] URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3385000>
16. Россия и Иран обсуждают совместные проекты, в том числе проект газопровода Иран-Пакистан-Индия // Вести.Ru, 18.07.2019 [Электронный ресурс] URL: <https://www.vesti.ru/doc.html?id=3159220>

## **Логистика снабжения предприятий ТЭК на неосвоенных и малоосвоенных территориях**

Сегодня топливно-энергетический комплекс решает в России много стратегических и функциональных задач. Он живет в условиях новой реальности - объёмы экспорта выходят на новый уровень. Однако важно не воспринимать эту новую реальность как безусловно заданную постоянную величину, которая будет удовлетворять нас как сегодня, так и завтра. Поэтому нельзя допустить стратегического просчета в оценке перспектив развития пространственного развития территории Российской Федерации, упустить их за сегодняшними успехами, руководствуясь известным высказыванием Карла фон Клаузевица, что «стратегические просчеты невозможно компенсировать тактическими успехами» будет как минимум не рационально.

В своей работе я постарался раскрыть наиболее значимые задачи пространственной экономики, которые на мой взгляд важны как для отрасли, так и для страны в целом и носят стратегический характер.

Нельзя не отметить актуальность чрезвычайно важной роли Арктики. После того как было заявлено руководством России о необходимости развития проектов в Арктике, работа в этом направлении активизировалась. Еще 2013 году заработала администрация Северного морского пути (СМП). Тогда же началось строительство первого из трех запланированных атомных ледоколов. В 2019 году вышло распоряжение о принятии решений, направленных на создание инфраструктурных условий для дальнейшего развития Северного морского пути и прибрежных территорий. В частности, предусмотрены такие дополнительные мероприятия, как разработка и утверждение параметров развития сырьевой базы на период до 2035 года, транспортировка грузов которой будет осуществляться по СМП, разработка программы развития и государственной поддержки отечественного судостроения для обеспечения перевозок прогнозной грузовой базы на период до 2035 года в части разработки проектов и постройки современных грузовых судов. В портфеле заказов шельфовых проектов РФ в части судостроения появились заявки на изготовление 512 судов, которые планируется построить до 2030 года. В денежном выражении эти объемы работ оценивались в 6,5 трлн рублей.

Ну как нам известно, отечественная судостроительная промышленность сегодня оказалась не готовой к производству судов для работы в арктических условиях. Нефтегазовые компании вынуждены отдавать заказы на производство техники за рубеж, поскольку в России для этого нет необходимых мощностей.

Вновь заработавшая администрация Севморпути, существенно упрощает процедуру прохода по северной магистрали. Если, говорить о истории, то администрация была создана ещё в 1970 году, однако прекратила свое существование в девяностые годы прошлого столетия. К настоящему времени Федеральная служба по тарифам подготовила новые финансовые условия на услуги ледокольной проводки, оказываемые «Атомфлотом», с учетом грузместимости и ледового класса судов, а также исходя из фактически выполненных работ.

Очевидно, без возрождения СМП невозможно заниматься освоением углеводородных месторождений Арктики. Крупнейшими клиентами Севморпути могут стать компании, реализующие наиболее значимые проекты: Штокман, Приразломное, Тимано-Печора, Варандейский терминал, «Ямал СПГ», Новоземельский шельф.

Одну из главнейших ролей в освоении Арктики будет играть Мурманский порт. Если России удастся минимизировать расходы на транспортировку нефти с северных территорий, то, очевидно, она займет лидирующее положение в Арктике.

Однородность экономического пространства во многом определяет безопасность и конкурентоспособность государства, ускоренное развитие всех его территорий и

обеспечение на этой основе достойного уровня жизни всего населения страны, независимо от места проживания. Усиление поляризации российского экономического пространства одна из острейших проблем, поиском решения которой заняты не только практики государственного и муниципального уровней управления, но и отечественные ученые.

В частности, труды Марка Константиновича Бандмана – выдающегося ученого-регионалиста, около 40 лет посвятившего себя научным исследованиям в Институте экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН.

М. К. Бандман - один из ведущих специалистов в России в области теории и практики размещения и территориальной организации производительных сил. Под его руководством сформировалась научная школа исследователей теории и проблем формирования ТПК и прогнозирования развития регионов с использованием экономико-математического аппарата. Основная область его исследований – Сибирь: ее потенциал, региональные проблемы и пути их решения.

После распада СССР значительное внимание он стал уделять анализу геополитического положения Сибири, условиям формирования транспортного комплекса региона и новых направлений выхода Сибири на мировые рынки. Результаты фундаментальных исследований д.э.н. М.К. Бандмана всегда имели практическое значение.

Подобно тому, как экономика страны в целом характеризуется экономикой отдельных её субъектов, так и транспортная система России характеризуется транспортными системами регионов. Особое место, как в экономике, так и в единой транспортной системе страны занимают Северные районы, за которыми сохраняется ведущая роль в обеспечении страны топливом и углеводородным сырьем. Наряду со значительным усилением роли Севера в экономическом потенциале России возникают негативные тенденции, тормозящие развитие его производительных сил. Одной из основных тенденций является слабая транспортная обеспеченность большинства районов. Недостаточные темпы и пропорциональность развития транспортной сети, которые затрудняют разработку природных богатств и эффективное сотрудничество с другими регионами страны.

В основе освоения районов Севера лежала необходимость промышленного использования природных ресурсов для общесоюзных нужд. Рассредоточенные на обширной территории залежи этих полезных ископаемых и природных ресурсов требовали для обустройства объектов значительные количества разнообразных грузов, которые приходилось завозить из-за пределов региона.<sup>17</sup>

Освоение новых территорий осуществлялось двумя способами – отраслевым и комплексным. Отраслевым способом осваивались территории с уникальными природными ресурсами, если другие ресурсы отсутствовали или их развитие экономически было не оправдано. Комплексный способ лежал в основе территориально- производственных комплексов, таких как Тимано-Печорский и Средне-Енисейский. В их состав входят ведущие производственные предприятия, а также отрасли, формирующие производственную и социальную инфраструктуру.

В зарубежной практике имел место очаговый принцип освоения северных территорий. Промышленно-культурные очаги формировались в районах, богатых месторождениями полезных ископаемых и гидроэнергетическими ресурсами. В чистом виде очаговая схема освоения далеко не всегда приемлема. Ее преимущества бесспорны, когда очаг отделен от промышленно развитых районов территорией, освоение которой, в ближайшей перспективе экономически нецелесообразно.<sup>18</sup>

Когда район прохождения магистрали богат, например, лесом, то экономическое освоение здесь носило не очаговый, а линейно-очаговый или ленточный характер. Ленточная

---

<sup>17</sup> Мишин, Г.И. Экономическая эффективность создания опорно-тыловых баз для строительства в зоне Севера. Москва, 1974. – 178 с.

<sup>18</sup> Муштаков, Д.А. Экономическая оценка проектов формирования транспортных коммуникаций в районах нового освоения. Новосибирск, 2003. – 23 с.

схема требовала устройства битранспортной коммуникации, состоящей из железной и притрасовой автомобильной дорог. Преимущество такого способа с одной стороны высокая пропускная способность и низкая себестоимость перевозок, свойственные железным магистралям, а с другой - мобильность, свойственная автотранспорту. Именно такое сочетание обеспечивало наиболее благоприятные условия развития экономики района тяготения.

Статистика показывала, что свыше 60% всех объемов строительно-монтажных работ на Севере приходилось на долю промышленного строительства, а именно строительство газонефтедобывающей промышленности, электроэнергетики, лесной и деревообрабатывающей промышленностей. Специфика этих отраслей состоит в том, что их предприятия рассредоточены по территории. Объекты транспортировки нефти и газа имеют линейный характер. Лесозаготовка и переработка древесины отличается тяготением к транспортным путям – рекам, автодорогам, железным дорогам.<sup>19</sup>

На первых этапах освоения Севера строительство велось с неподготовленных случайных базовых пунктов, исходя лишь из наличия свободных ресурсов. В результате чего материалы, конструкции и детали завозились в осваиваемый район на расстояние в несколько тысяч километров, что приводило к общему удорожанию строительства.

Также на стоимость строительства влияло состояние трудовых ресурсов через такие статьи затрат как заработная плата и затраты на обустройство рабочих. Это происходило в связи с повышенными поясными коэффициентами и льготными выплатами. Ставились задачи по снижению трудоемкости работ и выносу предприятий базы в пункты с ослабленным действием фактора «состояние трудовых ресурсов».

Анализ показал, что большинство организаций было недостаточно обеспечено товарными запасами для обслуживания потребителей в межнавигационный период. В силу отсутствия необходимых оборотных средств и из-за несвоевременного завоза продукции на склады товарные запасы в относительном изменении по многим организациям сократились. Но проживание в экстремальных природных условиях требует создание межнавигационных запасов, размер которых не должен быть менее трехмесячной, а по отдельным видам продукции годовой нормы.

Успешное освоение Северных районов было возможно лишь на основе опережающего развития материально-технической базы строительства по отношению не только к основному производству, но и к созданию предприятий, объектов и сооружений инфраструктуры. Для обеспечения пропорциональности в развитии базы ее необходимо создавать на стадии пионерного освоения района. Поэтому, отечественный опыт показал, что на первом этапе освоения новых территорий основное внимание должно уделяться созданию производственной и социальной инфраструктуры освоения, которая полностью отсутствует или слабо развита. Она включает в себя железные, автомобильные дороги, речные и морские порты, городские и инженерно-технические сооружения.

К началу 1970-х гг. удельный вес транспортного строительства, имеющего в деле освоения природных богатств Севера первостепенное значение, в общих объемах работ в зоне Севера составлял всего около 7%.

Ретроспективный анализ развития транспортной системы Севера показывает основные особенности и закономерности ее формирования.<sup>20</sup> транспортно-экономические связи осуществлялись по внутренним коммуникациям, на территории одного региона; использовались естественные транспортные коммуникации (речные, морские пути, автозимники); организовывалась доставка грузов из нескольких видов транспорта; в транспортном процессе создавались пункты накопления и депокации грузов; распределение

---

<sup>19</sup> Мишин, Г.И. Экономическая эффективность создания опорно-тыловых баз для строительства в зоне Севера. Москва, 1974. – 178 с.

<sup>20</sup> Чаадаев, А.С. Формирование механизма закупочной логистики в строительстве объектов Крайнего Севера. Москва, 2002. – 21 с.

грузопотоков по направлениям определялось технико-экономическими показателями и уровнем развития транспортной системы; ярко наблюдалось отставание уровня развития транспортных путей от уровня развития транспортных средств.<sup>21</sup>

С дальнейшим развитием транспортных сетей, определялись два основных условия, которым должна было удовлетворять транспортная сеть Азиатской России: обеспечение возможно более дешевой доставки сибирских грузов в Европейскую Россию и на внешние рынки; усилению экономических связей между северной и южной зонами хозяйственного освоения.

Кроме того, совершенствование сети транспортных коммуникаций должно было обеспечивать создание системы хозяйственных связей, позволяющих России надежно контролировать экономическую жизнь Сибири и Дальнего Востока. Опыт дореволюционного развития хозяйства Азиатской России доказывает, что отсутствие надежных путей сообщения с окраинами государства приводило к утрате экономического, а в значительной мере и политического контроля над территорией, что особенно ярко проявлялось на севере Дальнего Востока и северо-востоке Сибири.

В начале восьмидесятых годов транспортные расходы Северных районов составляли по предприятиям геологии 34%, нефтедобычи – 50%, газовой промышленности – 32%. Доля этих затрат в соответствующих отраслях европейской части страны составляла от 5 до 13 %. Такое увеличение транспортных расходов было связано с необходимостью доставки на месторождения большого количества грузов.<sup>22</sup>

Заметно и различие в структуре ввозимых грузов, которое обеспечивало место и роль различных видов транспорта в обеспечении функционирования нефтегазовых комплексов. Преобладание в вывозе из региона нефти и газа вызвало необходимость развития мощного трубопроводного транспорта, обеспечивающего наиболее эффективное перемещение этих грузов на большие расстояния в больших количествах.

Что касается грузов, поступающих в регион то здесь большую часть играл железнодорожный и водный транспорт в сочетании с автотранспортом.

В связи с тем, что необходимые материальные ресурсы практически не производились в рассматриваемом регионе, можно было наблюдать значительную несбалансированность внешних транспортных связей. Наибольший вес в структуре вывозимых грузов приходился на нефть – 80%, а в структуре ввозимых грузов – на строительные материалы, металл, машины и оборудование. Ввоз осуществлялся преимущественно из Европейской части страны (50 %). На близлежащие южные районы приходилось всего 15% общего объема перевозок, что объясняется недостаточно развитой ориентацией промышленности этих районов на выпуск продукции, необходимой для освоения нефтегазовых районов Сибири.

Анализ работы различных видов транспорта на территории Севера по времени его эксплуатации показывает, что основные виды транспорта являются сезонными. Внутренние водные пути используются в весенний, летний и осенние периоды. Морские пути – в период арктической навигации. Часть автодорог не могут эксплуатироваться в весенний период из-за интенсивного таяния снегов и вскрытия рек, когда нарушается работа переправ через водные коммуникации. Железнодорожное сообщение с районами крайнего севера отсутствует. Авиатранспорт с точки зрения доставки грузов играет вспомогательную роль. Это обстоятельство существенно усложняет работу транспорта, удлиняет сроки доставки грузов потребителям, а по ряду маршрутов вызывает необходимость депонирования грузов. Производственно-транспортный комплекс нефтяной промышленности включает четыре взаимозависимые и взаимообусловленные составные части: добыча нефти; транспортировка

---

<sup>21</sup> Мартынов, В. Л. Транспортное освоение рек Сибири: ретроспективный географический анализ. С.-Петербург., 1995. - 13 с.

<sup>22</sup> Дзюра, Э.П. Транспортное обеспечение Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Москва, 1986. – 158 с.

нефти до НПЗ и пунктов отгрузки на экспорт; переработка нефти; поставка нефтепродуктов потребителям.<sup>23</sup>

Геологоразведочные организации Северных районов с точки зрения доставки им грузов находились в наиболее сложных условиях. Это обусловлено сложными экономическими и природно-климатическими условиями выполнения работ, значительным потреблением материально-технических ресурсов, а также недостаточным развитием транспортной сети в районах выполнения разведочных работ.

Внешние перевозки магистральными видами транспорта формировали транспортную инфраструктуру, обеспечивающую наряду с перевозками для нефтедобывающих предприятий, также перевозки для других отраслей материального производства и нужд населения в районах нового освоения. Внешним транспортом для нужд нефтедобычи осуществлялась доставка рабочих, строительных материалов, промышленного и другого оборудования для первоначального освоения месторождения и нового района и для последующего сооружения предприятий, создания и развития производств. Внешний транспорт осуществлял также доставку нефти и нефтепродуктов к НПЗ и внешним потребителям.

Внутренние перевозки связаны были непосредственно с обслуживанием технологии нефтедобычи и выполнялись различными видами местного отраслевого транспорта общего пользования.

Таким образом, транспорт нефтегазового комплекса выполнял три основные задачи:

- доставка грузов материально-технического снабжения и народного потребления в районы добычи нефти и газа, а также освоения лесных ресурсов;
- удовлетворение нужды в перевозках пассажиров в межрайонных и внутрирайонных сообщениях, а также обеспечение перевозки связанные с вахтово-экспедиционной системой работы при эксплуатации и обустройстве нефтегазовых промыслов и геологоразведочных работ;
- доставка нефти, газа и газового конденсата из пунктов добычи в районы потребления.<sup>24</sup>

Опыт освоения месторождений Северных регионов показывает, что решающее влияние на формирование основных транспортных коммуникаций оказывала необходимость первоочередного освоения крупных месторождений. Очередность освоения менее мощных месторождений завесила от уже существующей транспортной сети.

Эксперты приходили к выводу о необходимости наращивания мощностей широтных транспортных магистралей, с тем чтобы обеспечить бесперебойное продвижение грузов в направлениях Восток-Запад и Запад-Восток. Такие грузопотоки осваивались железнодорожным транспортом и трубопроводами.

Улучшение транспортно-экономических связей меридианного направления велось за счет развития внутрирайонных путей сообщения с учетом сфер наиболее рационального применения каждого вида транспорта: строительство пионерных железных, судоходных речных путей и автодорог; широкого использования сезонных дорог в зимнее время; освоение разветвленной сети малых рек, развития внедорожных видов транспорта; использование пригодной к эксплуатации в экстремальных условиях транспортной техники.<sup>25</sup>

При строительстве новых и реконструкции действующих магистралей учитывался рост нагрузки на уже существующую транспортную сеть регионов за счет транзитных по отношению к ним потоков грузов. Таким образом, длительный поиск экономически

---

<sup>23</sup> Ганиев, З.М.-Г. Организационно-экономические проблемы транспортного обеспечения нефтедобычи на Крайнем Севере России. Москва, 1999. – 157 с.

<sup>24</sup> Прокофьева, Т.А. Раздобудько, Н.К. Эффективность развития транспорта в районах нового освоения. Москва, 1986. – 207 с.

<sup>25</sup> Коцарь, А. Л. Повышение эффективности транспортного обслуживания экономики региона. Москва, 1984. – 206 с.

выгодного направления завоза грузов для обеспечения Севера необходимыми товарами материально-технического, продовольственного и топливного обеспечения приводил к необходимости создания надежных круглогодичных путей сообщения.

Рядом ученых предлагалась концепция формирования ноосферной транспортной сети, которая заключается в создании магистральных путей сообщения, способных регулярно и круглогодично доставлять грузы, не нарушая ритма промышленного производства.

Важной причиной недостаточной транспортной обеспеченности являлись просчеты при прогнозировании и ведомственная разобщенность. Разные ведомства недостаточно координировались, в связи с чем не была выработана единая схема формирования транспортной сети. Ведомственный транспорт развивался зачастую исходя из локальных интересов отраслей, которым невыгодно было брать на себя строительство и содержание крупных транспортных магистралей. Недостатки прогнозирования на транспорте и преимущественная ориентация на сиюминутный эффект обусловили слабую заинтересованность предприятий разных видов транспорта в завозе грузов в труднодоступные районы, в согласовании действий друг с другом и с клиентурой.

Одна из особенностей транспортно-географического положения заключается в том, что в широтном направлении транспортная связь осуществляется между центральными промышленными районами Европейской части России и Урала, в основном железнодорожным транспортом, в южной части Сибири и через Северный морской путь в северной части. Между этими широтными магистралями расположена огромная территория, не имеющая практически никаких транспортных связей в меридиональном направлении кроме сети речных путей. При этом только две основные речные магистрали Восточной Сибири – Енисей и Лена, пересекающие ее северные районы, выходят и к железной дороге, и к Северному морскому пути. Остальные реки (Пясины, Хатанга, Анабар, Оленек, Яна, Индигирка, /Колыма) не имеют непосредственной связи с железной дорогой и примыкают только к Северному морскому пути.

#### *Водный транспорт.*

Развитие новых месторождений на Севере страны и стабильный процесс выработки продукции геологоразведки имело тенденцию перемещения вглубь территории, в том числе и в верховьях малых рек, где сегодня не установлены габариты судового хода. Вместе с этим, строительство железнодорожных и автомагистралей в условиях Крайнего Севера осуществлялось очень трудно из-за вечной мерзлоты, суровых климатических условий, большого количества болот и протекающих рек и ручьев, подвоза строительных материалов и большими затратами труда. Поэтому, с учетом небольших удельных текущих затрат значение малых северных рек в развитие экономики арктического региона все более возрастает.

Организация перевозок грузов по малым рекам существенно отличалась и отличается сейчас от организации перевозок по магистралям:

1) Ограниченные габариты судового хода, наличие перекатов и узостей, высокая заиленность русла.<sup>26</sup> Так, например, в навигацию в Ленском бассейне сложились неблагоприятные гидрометеорологические условия из-за исключительного мелководья на верхней Лене, Яне и малых реках. На участке р. Лены Осетрово – Киренск глубины снизились до 160 см (при гарантированных 220 см). Сложными были условия плавания в районах арктического побережья, где в течение всего периода навигации речные суда эксплуатировались во льдах. В короткие сроки Ленские речники перестроили организацию работы транспортного флота. Отправление грузов из Осетровского порта осуществлялось в мелкоосидящих судах с последующей перевалкой в Киренске и Ленске на крупнотоннажные

---

<sup>26</sup> Пеков, М.С. Исследования и совершенствование транспортно-технологической схемы завоза грузов в районы Крайнего Севера (на примере Обь-Иртышского бассейна). Москва, 1984. – 157 с.

суда. Для ускорения оборачиваемости несамоходных судов широко практиковалась подбуксировка их грузовыми теплоходами.

2) Ограниченный период завоза, который в основном определялся периодом весеннего половодья. Работа морского транспорта на арктических путях из-за природно-навигационных условий была связана с большими эксплуатационными трудностями, вызывающими недозов грузов, потерю провозной способности флота. Поэтому, основная нагрузка в снабжении северных районов страны ложилась на речной транспорт.

3) Наличие разного рода судоходной обстановки. Особенностью завоза грузов в район Крайнего Севера является то, что он осуществляется по участкам водного пути – речная магистраль, прибрежно-морской участок, приток, резко отличающихся по условиям плавания. Физическая длительность навигации на прибрежно-морском участке короче, чем на речной магистрали и на малых реках, где расположены пункты назначения.

Так, в бассейне Северного Ледовитого океана морская навигация начиналась позже речной: в районе Осетрово – на 75 суток, в устье северных рек – на 44. Суда с Лены на реки Оленек, Анабар, Яну, Индигирку и Колыму совершали первые рейсы в конце июля – первой декаде августа. В сфере действия Ленского каботажа условия навигации были более благоприятные вследствие большого теплового стока рек Лена и Яна и наличием относительно слабых Янского и Новосибирского ледовых массивов. На западном участке Северного Морского Пути расположены Таймырский и Айонский ледяные массивы, которые создавали трудности в прибрежном судоходстве. Таким образом, морской флот рассматривался как вспомогательный вид транспорта, так как здесь в первую очередь встает проблема открытых рейдовых выгрузок и распаузок на мелкосидящие речные суда. Пароходства Восточных бассейнов, имеющие на балансе суда смешанного «река-море» плавания освоили межбассейновые перевозки и упрочили свои позиции на рынке транспортных услуг. Это доставка грузов для потребителей Якутии (с Лены на Яну, Индигирку, Колыму), Норильского промышленного узла (нефтепродукты из Омска), Харасавэя и Байдарацкой губы.

4) Схемы движения флота многообразны, включая использование крупнотоннажных и малотоннажных судов, организацию перевалочных пунктов в устьевых участках малых рек, что увеличивает сроки и стоимость доставки грузов потребителям. Водные пути Обского Заполярья включают участки с резко различающимися глубинами судового хода, поэтому здесь применялись две формы организации работы грузового флота – маршрутной и немаршрутной.

В отличие от маршрутной, немаршрутная форма организации работы флота являлась более сложной и предполагала производство паузки судов или полной перевалки грузов в пути следования. Применение немаршрутной формы организации работы флота преследовало цель повышения провозной способности флота путем лучшего использования судов по грузоподъемности, что увеличивало затраты флота по времени. Производство паузки вело к увеличению непроизводительных затрат флота под грузовыми операциями и в их ожидании, тем самым снижалась провозная способность. Осуществление паузки было эффективно лишь в определенных условиях, когда потери провозной способности от ухудшения использования флота не превышали потери провозной способности от ухудшения структуры затрат флота по времени.

5) Причалы в пунктах малых рек имеют слабую материально-техническую базу. Специалистами была выявлена диспропорция между провозной способностью флота и пропускной способностью причалов и грузополучателей. Обработка флота в пунктах, расположенных в Обь-Тазовской губе производилась на открытых рейдах с большими простоями по метеорологическим причинам. Рядом авторов разработаны конкретные мероприятия по улучшению технологии погрузочно-разгрузочных работ в условиях севера. Например, рекомендации у необорудованного берега, имеющего подъездные пути для автотранспорта, при меняющихся уровнях воды, применять плавучие причалы. Узким



местом в системе речного транспорта являлось портово пристанское хозяйство, недостаточные перегрузочные мощности которого снижали провозную способность речного флота из-за больших простоев в ожидании перегрузочных работ и под погрузкой-выгрузкой. Также указывалось на необходимость совершенствования механовооруженности причалов, выполнения комплекса путевых работ, связанных с увеличением гарантированных глубин на судоходных участках рек и освоением малых рек для транспортного обеспечения глубинных бездорожных районов.

б) Характерным для рек Сибири являлось наличие нескольких крупных портов, где формировались основные грузопотоки, и множество небольших пунктов обработки флота. Ряд авторов справедливо считали, что концентрация магистральных и немагистральных грузопотоков, и использование крупных северных портов в качестве пунктов промежуточного накопления грузов для последующей транспортировки в отдаленные пункты, расположенные на малых реках, позволяют существенно повысить эффективность работы транспортного флота, снизить затраты по доставке грузов.

7) Имели место случаи выгрузки судов на дикий берег вследствие перебазирования геологоразведочных партий и организаций, выполняющих строительно-монтажные работы для обустройства территории площадок, где добывают нефть.

8) Обратная загрузка судов в пунктах обработки в Заполярье не превышала и 40%, а по отдельным направлениям отсутствовала вообще, например, для танкерного флота.

9) Большие затраты финансовых средств имели место из-за несовпадения сроков закрытия водных навигаций и открытия автозимников.

Специалисты транспортного освоения Северных регионов отдельно указывали на наличие ледовой перемычки в Обской и Тазовской губе, которая не позволяла транспортному флоту с открытием навигации на всей реке Обь пройти транзитом из пунктов загрузки на юге (Омск, Тобольск, Сургут) на реки Надым, Пур, Таз и др.

Как одно из возможных решений предлагался вариант доставки груза потребителям с депоначией. Данный вариант зарекомендовал себя положительно на реках Пур, Таз и Надым. В низовьях рек были созданы ведомственные подбазы и базы материально-технического обеспечения, на которых магистральный флот осуществлял выгрузку в осенний мелководный период, а с открытием навигации на след год местный флот производил доставку грузов потребителям в верховьях этих рек. При острой необходимости часть грузов переводилась по автозимникам.

Негативными моментами доставки груза с депоначией являлись - увеличенные сроки доставки грузов и большие расходы по доставке грузов за счет расходов на оборудование пункта депоначии грузов, дополнительного производства перегрузочных работ, хранения грузов на складах в навигационный и межнавигационный период. Но в условиях весеннего половодья флот, осуществляющий доставку груза до пунктов назначения, работал с максимальной загрузкой, что позволяло сократить период завоза и соответственно оплату за производственную транспортную продукцию, при этом груз доставлялся в конкретные сроки в полном объеме и сохранности.

Также можно указать на основные преимущества для судовладельцев:

- сокращение потребности в транзитном флоте за счет увеличения его загрузки, уменьшение пробега с грузом, т.е. в условиях осеннего мелководья этот флот не поднимался в верховьях рек к грузополучателю;

- использование наилучшим образом грузоподъемности и мощности судов и составов местного (базирующегося на малых реках) флота, работающих на перевозках груза от пункта депоначии до пунктов разгрузки в весенний полноводный период;

- исключение сложностей экспедиционного завоза, когда в условиях малых глубин в верховьях рек суда могли получить различные повреждения корпуса. Как уже отмечалось выше, серьезной проблемой транспортного освоения севера являлась организация

перегрузочных работ в местах обработки флота. Вариантами решения этой проблемы являлись;

- обработка судов непосредственно на оборудованных причалах портов. Такие порты на севере страны встречались крайне редко (исключение: порты Надым и Диксон);
- обработка судов на временно организуемых причалах с выгрузкой на естественный берег при помощи плавающих кранов (Тарко-Сале, Ямбург и тд);
- обработка флота на рейдах или специально выбранных для этих целей временных мест, что требовало прямое взаимодействие речного и морского флота на рейдах или рейдовые выгрузки при помощи судовых кранов или понтонов;
- доставка груза непосредственно грузополучателю при взаимодействии крупнотоннажных и малотоннажных судов при осуществлении доставки груза непосредственно грузополучателю с помощью распузки. Примером служит транспортировка налива в судах типа Ленанефть и дальнейший подвоз к берегу в условиях мелководья танкерами. С ростом перевозок на крайний север ощущалась острая необходимость во флоте, способном работать как на внутренних водных путях, так и в морских условиях плавания. Так, начиная с восьмидесятых годов ядро транспортного флота северной группы пополнялось большегрузными самоходными судами и баржами-площадками. Кроме того, важным преимуществом водного транспорта являлась возможность применения подвижного состава большой грузоподъемности для перевозки массовых грузов: строительных и горюче-смазочных материалов, труб и т.д. Показатели производительности танкеров, работающих в Заполярье, были ниже средних показателей производительности танкеров по пароходству на 40-60%. Наиболее низкими показателями использования танкерного флота были у судов, работающих до пунктов выгрузки северной и средней части обской губы. Основной причиной низкой производительности танкерного флота, работающего в заполярье, являлись большие простои в пунктах паузки и выгрузки нефтепродуктов в устьях и на берегах рек, а причиной большого простоя времени - ожидание грузовых работ. Вторым, наиболее важным фактором простоя несамоходных судов, являлось ожидание тяги и накопление состава.

Продление периода активной работы речного транспорта достигалось путем регулирования речного стока на зарегулированных реках, использования ледоколов и ледорезов, судов и аппаратов на воздушной подушке, а также ряда других технических новшеств. Наиболее эффективное средство продления навигации на единой глубоководной системе европейской части нашей страны являлось использование ледоколов. Наибольший эффект от использования ледоколов получали в весенний период навигации, когда лед на лимитирующем участке подвергался значительному разрушению.

Основным резервом для повышения перевозок в Иртышском и Западно-Сибирском пароходстве виделось решение задачи сокращения стоянок транспортного флота под всеми видами технической, технологической и грузовой обработки в портах и на рейдах смены тяги.

Узким местом в Арктических грузоперевозках становилась рейдовая разгрузка судов-снабженцев у необорудованного берега и перемещение грузов к месту складирования на берегу. Более 90% пунктов разгрузки в Арктике не имели стационарных причальных сооружений и необходимых погрузочно-разгрузочных механизмов. Рациональным путем интенсификации рейдовой разгрузки виделось использование новых технических средств, в частности, грузовых буксируемых составов на воздушной подушке. Предлагалось развитие эффективных типов транспортных средств для арктических грузоперевозок в сочетании с совершенствованием транспортного обслуживания необорудованных портопунктов.<sup>27</sup>

В связи с предложениями о строительстве железной дороги Сургут-Уренгой, были проведены исследования по обоснованию схем организации перевозок грузов на реки

---

<sup>27</sup> Кноль, В.А. Повышение эффективности работы промышленно-транспортного комплекса при ноосферном пути развития (на примере Сибири и Дальнего Востока). Новосибирск, 2000. – 23 с.

Обского Заполярья. В северную часть Обской губы и Гыданского залива основная масса грузов отправлялась для обслуживания нефтегазовых промыслов и экспедиционно-геологических партий. Главными пунктами перевалки грузов с железнодорожного транспорта на воду являлись Омск, Тобольск и Лабытнанги.

Также учеными был произведен учет возможных потерь эксплуатационного времени из-за гидрометеорологических условий плавания в Обской и Тазовской губах по каждому направлению перевозок отдельно и для каждого типа использованного на перевозках флота. В Обской и Тазовской губах и Гыданском заливе пункты назначения в основном располагались в устьевых участках рек, подход к которым был затруднен из-за наличия мелководных баров. Различные условия плавания по участкам в осматриваемом районе определяли сочетание маршрутной и немаршрутной схем перевозок грузов. Причем схема перевозок осложнялась из-за невозможности подхода судов к берегу к пунктам, расположенным в средней части Обской губы. Разгрузка в этом случае производилась на открытых рейдах с помощью распалубочных средств.

Сложные метеорологические условия обского заполярья оказывали отрицательное влияние на использовавшийся флот, работающий в этом районе, вызывая значительные потери эксплуатационного времени как во время движения, так и при производстве грузовых работ.

В результате исследования ученые пришли к выводу, что железная дорога Сургут-Уренгой не сможет полностью удовлетворить потребности в перевозках грузов на север Тюменской области. Значительное количество грузов в этот район предстояло доставлять речным флотом.

Значение Северного морского пути было особенно велико в период 1930-1950 гг, когда основная транспортная магистраль Якутии, р. Лена, не имела непосредственной связи с Транссибирской магистралью. Благоприятные судоходные условия в Енисейском заливе и в нижнем течении реки Енисея позволяют беспрепятственно заходить сюда крупным морским судам. С осуществлением круглогодичной навигации дополнительное развитие получили порты Диксон и Дудинка.

Новый этап в изменении транспортно-географического положения Севера Восточной Сибири наступил в 1951 г, после выхода железной дороги на Лену, вследствие чего бассейн этой реки получил непосредственную связь с магистральной сетью железных дорог страны. Строительство Ленской железной дороги дало возможность доставлять грузы в бассейны Хатанги и рек северной Якутии более экономичным способом. А именно, смешанным путем по железной дороге до Осетрово и далее вниз по Лене, либо на судах смешанного плавания (река-море) с переходом морем в устья соответствующих рек, либо вниз по Лене на речных судах с перегрузкой в порту Тикси на морские суда.

Сопряжение Севморпути с транспортной системой Якутии предполагало развитие транспортной инфраструктуры с оптимизацией маршрутов перевозки грузов по системе различных магистралей, в том числе с планируемой железной дорогой Беркакит-Томмот-Якутск.

Отечественные исследования транспортных сообщений по реке Лена определили перспективу развития транспорта по этой реке. Экономически целесообразным по сравнению с регулированием стока, водотранспортным шлюзованием и свободным состоянием реки представлялся путь обеспечения гарантированных перевозок по реке Лене в сочетании с развитием в регионе сети железных дорог. Предпочтение отдавали железной дороге Усть-Кут-Киренск по сравнению с направлением Беркаки-Томмот-Якутск.

Суть транспортной проблемы бассейна верхней Лены заключалась в следующем. Река Лена в качестве водного пути занимает ведущее положение во внешних и внутренних транспортно-экономических связях: Якутской АССР и смежных с ней северных районов Красноярского края, Иркутской и Магаданской областей. Особое транспортное значение реки Лены определялось выходом на юге бассейна к перевалочному порту Осетрово

железной дороги Тайшет-Лена, связывающей порт с общей сетью железных дорог СССР и выходом на Севере к Северному морскому пути. Намечаемое развитие народного хозяйства этой экономической зоны обуславливало значительный рост объемов производства и транспортной работы по сравнению с современным уровнем.

Большой объем грузов по железным дорогам переводился параллельно водным путям в период навигации, реально упускалась при этом солидная выгода за счет более низкой себестоимости речных перевозок. Значительный удельный вес перевозок отмечался на расстоянии до 50 и 100 км, когда производительность вагонов резко снижалась. Допускались большие потери из-за встречных и нерациональных перевозок, особенно лесных и строительных грузов. Некомплектность негативно влияла на эффективность использования транспортных средств, являлась одной из основных причин, имеющих в этом деле перекосов.

#### *Железнодорожный транспорт.*

С развитием производительных сил на Севере страны грузопоток значительно увеличился, что, безусловно, вызвало необходимость строительства подъездных путей к месторождениям нефти, угля, железа и тд.<sup>28</sup>

Сооружение железных дорог – один из главных факторов, ускоряющих и удешевляющих освоение природных богатств. Поэтому расширению строительства железных дорог в этих районах обращалось самое пристальное внимание.<sup>29</sup>

Исходя из экологической и экономической целесообразности, развитие транспортной сети Сибири велось за счет строительства новых железных дорог преимущественно на юге, где при значительно меньших удельных капиталовложениях ожидался намного более значительный экономический эффект. Считалось целесообразным обеспечить усиление Транссибирской магистрали за счет строительства третьих путей на направлении Тайшет-Черемхово, строительство вторых путей на участке Хребтовая-Усть-Илимская, начать строительство соединительной железнодорожной линии Усть-Илимская-Богучаны – участка будущей Северо-Сибирской магистрали.

В 1974 г развернулось грандиозное строительство железнодорожной магистрали, которое способствовало дальнейшему транспортному развитию Ближнего Севера Восточной Сибири и Дальнего Востока, создало предпосылки для освоения новой крупной промышленной зоны. Обеспечивало подходы к последующей прокладке транспортных коммуникаций в глубинные районы Севера.

Строительство Байкало-Амурской магистрали и открытие месторождений коксующихся углей и железных руд Алдано-Чульман района вынудили изменение в русле железнодорожных веток, соединив месторождения с магистральной сетью железных дорог страны. Добыча и вывоз коксующихся углей обеспечивало массовые потоки грузов, что сделало экономически целесообразным строительство железной дороги Томмот- Беркакит. Постепенно утратили свое значение и функции транспортные узлы и базы снабжения, размещенные в амурской области. Они переместились в беркакитский транспортный узел.

Возросшие объемы завоза грузов в республику и ограничение пропускной способности реки Лены вызвали необходимость депонирования грузов в Осетровском порту или переброски их на другие виды транспорта, что вызвало большие убытки. В связи с этим рассмотрены различные варианты решения проблемы – сооружение гидроузлов (Усть-турук, Киренский), строительство железной дороги БАМ-Киренск и др. Созданы предпосылки для создания железной дороги до Якутска.

---

<sup>28</sup> Егорова, Т.П. Экономический аспект развития региональных транспортно-логистических систем (на примере Республики Саха (Якутия). Якутия, 2004. – 137 с.

<sup>29</sup> Коцарь, А. Л. Повышение эффективности транспортного обслуживания экономики региона. М., 1984. – 206 с.

Имеется положительный отечественный опыт сооружения пионерных железных дорог. Например, сооружение Печорской железной дороги, которая обеспечивает связь с центральными районами России и межрайонные перевозки. Это позволило создать необходимые условия для ускоренного вовлечения в освоение природных ресурсов в зоне магистрали и роста таких городов как Воркута, Ухта, Печора.

Особый интерес представляет опыт формирования транспортной инфраструктуры Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, по мере развития которого была создана опорная сеть железных и автомобильных дорог круглогодичного действия. В сочетании с водным транспортом эта сеть обеспечивала завоз грузов для сооружаемых предприятий нефтегазовой отрасли. Введенная в эксплуатацию в 1975 г железная дорога Тюмень-Тобольск-Сургут, обеспечила круглогодичную доставку грузов в нефтедобывающие районы запад Сибири.<sup>30</sup>

Железная дорога Сургут-Уренгой-Ягельное стала основой транспортной инфраструктуры северных нефтегазовых месторождений, пересекая в меридиональном направлении территорию Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, для обслуживания которого наряду с железнодорожным транспортом использовалось около 13 тыс. км речных путей. По ним грузы доставлялись в глубинные пункты. Перевозки осуществлялись в относительно короткий навигационный период, составляющий на участках средней Оби и Иртыша 130-180 суток, а на нижней Оби и в Обской губе – 90-120 суток.

Сооружение новых железных дорог на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна позволило увеличить перевозку грузов этим видом транспорта, вследствие чего его удельный вес во внешнем завозе грузов увеличился. Низкая себестоимость перевозки железнодорожным транспортом формировалась в следствии чрезвычайно высокой грузонапряженности, что создавало технические проблемы.<sup>31</sup>

Учеными активно выдвигались предложения по усилению мощности железных дорог за счет строительства дополнительных главных путей на наиболее загруженных направлениях, дальнейшего оборудования железнодорожных линий автоблокировкой и диспетчерской централизацией, строительства и усиления депо и вагонного хозяйства, а также разработки техники повышенной единичной мощности.

Сопоставление взглядов русских ученых дореволюционного периода и исследователей первого десятилетия социалистического строительства свидетельствует об общности их подхода к обоснованию перспективных направлений развития транспортной системы Сибири. Продолжительное время находился в центре внимания у специалистов проект Великого Северного железнодорожного пути – широтная магистраль, проходящая через северные районы европейской России и Сибири. Этот проект длительное время разрабатывался в качестве альтернативы освоения Северного морского пути. Предлагались различные варианты прохождения трассы, но во всех случаях указывалось на необходимость создания железнодорожных выходов к Тихоокеанскому побережью.<sup>32</sup>

Решению задачи усиления экономических связей Дальнего Востока отечественными промышленными центрами в наибольшей мере отвечала прокладка новой железной дороге по трассе параллельной Транссибирской магистрали, но на значительном удалении от нее (будущая БАМ). Планировалось сооружение железнодорожной магистрали от Томска через Обь-Иртышское междуречье и Северный Урал на соединение с действующей сетью в европейской части страны. Восточное плечо магистрали планировалось развернуть по направлению к среднему Енисею и впоследствии соединить его с дальневосточной трассой.

---

<sup>30</sup> Ганиев, З.М-Г. Организационно-экономические проблемы транспортного обеспечения нефтедобычи на Крайнем Севере России. Москва, 1999. – 157 с.

<sup>31</sup> Прокофьева, Т.А. Раздобудько, Н.К. Эффективность развития транспорта в районах нового освоения. Москва, 1986. – 207 с.

<sup>32</sup> Муштаков, Д.А. Экономическая оценка проектов формирования транспортных коммуникаций в районах нового освоения. Новосибирск, 2003. – 197 с.

В результате приоритет был отдан строительству железной дороги к югу от Транссибирской магистрали, а также меридиональных ответвлений на север с целью последующего соединения их в широтную магистраль.

Дальнейшее развитие транспорта Сибири привело к возникновению новых ключевых инвестиционных проектов - окончание строительства железной дороги Беркакит– Томмот – Якутск и автомобильных дорог Якутск – Мирный («Виллой») и Якутск – Колыма. Экономические расчеты показывали высокую эффективность сооружения железной дороги до Якутска (Нижнего – Бестяха). Предполагалось, что с ее выходом на глубоководный участок реки Лены – Якутский речной порт превратится в основной базовый порт для всего Ленского бассейна и станет возможным переключить на него перевозки в арктические районы Республики и Магаданской области с использованием судов смешанного река-море плавания. Помимо коренного улучшения условия обеспечения традиционно труднодоступных районов, ввод в эксплуатацию линии Беркакит– Томмот – Якутск гарантировал практически круглогодичный завоз в Центральную, а с окончанием строительства автодорог «Виллой» и «Колыма», в Западную и Восточную Якутию.<sup>33</sup>

Планировалось, что ввод в эксплуатацию Амуро-Якутской магистрали и завершение строительства автодорог существенным образом изменят грузопотоки по видам транспорта.

#### *Автомобильный транспорт.*

Автомобильные дороги с твердым покрытием сооружались в районах освоения и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений на севере страны. Они обеспечивали развоз грузов от железнодорожных станции речных портов к производственным объектам и удаленным пунктам. Рост эффективности автомобильного транспорта сдерживался недостаточной обеспеченностью нефтегазодобывающих районов автомобильными дорогами с твердым покрытием, что было особенно характерно для районов Крайнего Севера. Автомобильный транспорт представлен в основном грунтовыми дорогами улучшенного покрытия и автозимниками.

Одной из особенностей автотранспортной сети Северных районов являлось строительство большого количества автозимников, по своему качеству не уступающих автодорогам с твердым покрытием. Продолжительный период низких температур (8 месяцев в году), наличие многочисленных рек, которые зимой замерзают, образуя ровную твердую поверхность, делали сооружение автозимников экономически целесообразным. Строительство автозимников требовало в 3-4 раза меньше капитальных вложений, чем при строительстве круглогодичной автомобильной дороги, также средств на их содержание требовалось значительно меньше.<sup>34</sup>

Большое внимание уделялось притрассовым автодорогам, которые специально сооружались для выполнения вдоль трассы железной дороги оперативных, технологических и, зачастую, общехозяйственных перевозок.

Так же как и на речном транспорте, автомобильный транспорт, развивался преимущественно как ведомственный, только в 1955 году образовался автомобильный трест. Отсутствие длительное время единого плана развития автодорожной сети, значительное развитие ведомственной сети, фактически выполнявшего функции автомобильных дорог общего пользования, а также большие расстояния обусловили территориальную изолированность отдельных региональных дорожных сетей.

Достоинства автотранспорта: высокая маневренность; возможность непосредственной доставки грузов «от двери до двери» без перегрузок в пути с одного вида транспорта на другой; приспособленность для транспортировки грузов различных по массе и габаритным размерам; возможность доставлять грузы в отдаленные места в условиях относительно бездорожья; короткие сроки без больших первоначальных затрат.

<sup>33</sup> Зачесов, В.П. Транспорт Сибири в условиях развития рыночной экономики. Н., 2001. – 252 с.

<sup>34</sup> Егорова, Т.П. Экономический аспект развития региональных транспортно-логистических систем (на примере Республики Саха (Якутия). Якутия, 2004. – 137 с.

### *Авиатранспорт*

Кроме магистральных видов транспорта, в период ускоряющегося развития производительных сил и создания предприятий, удаленных от речных и магистральных путей, приобрели большое значение пространственные виды транспорта: авиа, вездеходный наземный транспорт, флот на воздушной подушке, экранопланы и дирижабли. Воздушный транспорт обладает высокой маневренностью и приспособляемостью к изменяющемуся объему перевозок за счет наличия самолетов и вертолетов различной грузоподъемности. Сдерживающий фактор в использовании перевозок – высокая стоимость. Однако этот транспорт незаменимый для срочной переброски грузов, может быть эффективен при транспортировке высокоценных грузов. Для доставки грузов непосредственно на новостроящиеся объекты широко использовались вертолеты. Практика применения этих машин в различных районах нашей страны, в том числе в Сибири и на Севере, показала их удивительную способность работать в самых жестких климатических условиях, без аэродромов и ангаров, при ветрах и морозах, в снегопад и при обледенении. В отличие, например, от воздухоплавательных аппаратов вертолет обладает уникальной способностью – с требуемой точностью «висеть» над заданной точкой земной поверхности в реальных атмосферных условиях и эффективно осуществлять грузовые и монтажные операции с воздуха. Такое применение вертолетов прочно вошло в практику и обеспечивало значительное ускорение работ по сравнению с традиционными методами.<sup>35</sup> На одной из конференции по проблемам развития производственных сил Крайнего Севера было аргументированно доказано, что наиболее эффективной и «быстрой» воздушно-транспортной системой для доставки тяжелых и крупногабаритных грузов от предприятий-поставщиков на объекты в труднодоступных регионах является система «самолет-вертолет». Самолет осуществлял переброску груза на дальние расстояния до аэропорта назначения, а от него на сравнительно короткие расстояния до аэропорта назначения, а от него на сравнительно короткие расстояния груз перемещался вертолетом. Эта система была привлекательна, прежде всего, из-за значительной скорости доставки и возможности совмещения операций по укладке груза и монтажных работ. При помощи такой системы груз перебрасывался в любой пункт страны в течение нескольких часов или дней вместо нескольких месяцев при смешанных автомобильно-водных перевозках.

### *Смешанные перевозки*

Характерной особенностью транспортных схем на Севере являлось использование цепочки из нескольких видов транспорта железнодорожного, речного, морского и автомобильного. Если в целом по стране коэффициент повторности перевозок составлял 3,1, то в районах северной зоны он достигал 8. Это приводило к большому количеству перевалок грузов с одного вида транспорта на другой, а суровые климатические условия еще усложняли работу, усиливали жесткие требования к таре и сохранности грузов обеспечивающих непрерывный процесс выполнения геологоразведочных работ.

Общая схема доставки грузов от грузоотправителей до грузополучателей была представлена несколькими вариантами. Стоимость доставки 1 тонны груза по каждому варианту, чаще всего, оказывалась различной и зависела от ряда факторов (тарифы на перевозки грузов и перегрузочные работы, технологии перевозок и перегрузочных работ, пропускной способности пути, а также пунктов отправления и назначения и перевалки грузов). Многоступенчатость транспортировки груза вынуждала создавать на предприятии значительные запасы материальных ресурсов. Выявлено, что образование запасов в пунктах перевалки зависело не столько от объемов перевозимых грузов, сколько от применяемой транспортной схемы.

При определении эксплуатационных затрат на перевозку грузов речным транспортом в условиях Севера, затраты на перевалку грузов в судно из вагона и автомобиля и наоборот

---

<sup>35</sup> Промышленный транспорт. Новые виды транспорта для Западной Сибири 1987, №1.

составляли от 30 до 60% от общей величины затрат. Затраты на перевалку зависели от количества причалов в портах погрузки и перегрузки. В районах севера этот поправочный коэффициент принимался за 1, в то время как для портов освоенных территорий он не превышал 0,5-0,7.

Сезонность работы транспорта на отдаленных участках маршрутов доставки грузов геологам обуславливала необходимость создания перевалочных и складских баз, а также решения вопросов расчета объемов производственных запасов. В случае сезонной поставки грузов различали только текущий (обеспечивающий бесперебойное потребление ресурсов в период между очередными поставками) и подготовительный (предназначенный для обеспечения производства ресурсами в период выполнения работ по их выгрузке и приемке либо при специальной подготовке ресурсов к использованию в производстве) запасы.

Специалисты отмечали период, во время которого невозможно было либо завести груз в пункт перевалки, либо вывезти его оттуда, так называемый «мертвый сезон». Продолжительность мертвого сезона, а следовательно, и величина сезонного запаса зависела от взаимодействующих видов транспорта. Учитывая различные варианты взаимодействия видов транспорта сезонный запас в пунктах перевалки грузов в качественно отношении классифицировали в виде следующих видов:<sup>36</sup>

- годовой (при перевалке грузов с водного транспорта на автозимник и наоборот);
- межнавигационный (при перевалке грузов с водного транспорта на постоянно действующий);
- междорожный (при перевалке грузов с автозимника на постоянно действующий транспорт).

Значение общетранспортных узлов в осуществлении перевозочного процесса было исключительно велико. Анализ показывает, что 90% всех грузов, перевозимых дорогами, перегружалось в узлах на другие виды транспорта. Затраты в связи с этим в узлах составляли около 25% расходов на выполнение всех грузовых операций. Поэтому, проблемой первостепенной важности являлось резкое снижение потерь на стыках смежных видов транспорта, а в транспортных узлах, их превращение в единые общетранспортные узлы.

Основные выводы можно изложить в следующем виде:

Для подрайонов европейского Севера, имеющих прямую железнодорожную или железнодорожно-автомобильную связь, рациональной является доставка грузов из всех районов страны в железнодорожном или жд-автомобильном сообщении. Там же, где альтернативными являются жд-морские и жд-речные варианты, более экономичны последние.

Для подрайонов севера Западной Сибири, имеющих прямую железнодорожную связь, рациональна доставка грузов из всех районов страны железнодорожным транспортом. На полуостров Ямал (до сооружения железной дороги Обская – Бованенково – Новый Порт) завоз грузов из европейских районов страны рекомендуется осуществлять железнодорожным и морским флотом, а из районов Сибири – с использованием судов смешанного «река-море» плавания с перевалкой с железной дороги в Омске, Томске и Тобольске.

Завоз грузов в районы севера Восточной Сибири, расположенные южнее Игарки, из всех пунктов целесообразно осуществлять в жд-речном сообщении с перевалкой на Енисее в портах Красноярск, Лесосибирск, а на Лене – в порту Осетрово.

В арктические районы Красноярского края рекомендуется доставлять грузы из Европейской части страны в жд-морском, а из Сибири и с Дальнего Востока в жд-речном сообщении с перевалкой в Красноярске и Лесосибирске.

Окончательному решению вопроса о выборе вида транспорта для доставки грузов потребителю должен предшествовать всесторонний учет конкретных условий перевозок.

---

<sup>36</sup> Дзюра Э.П. Транспортное обеспечение Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Москва, 1986. – 158 с.



Конкретные же условия перевозок в значительной мере определяются развитием в регионе транспортных коммуникаций и состоянием организации всего перевозочного процесса.

### Список использованной литературы

1. Аникин, Б. А. Логистика производства: теория и практика для магистратуры. Москва, 2019. – 454 с.
2. Ганиев, З.М-Г. Организационно-экономические проблемы транспортного обеспечения нефтедобычи на Крайнем Севере России. Москва, 1999. – 157 с.
3. Дзюра, Э.П. Транспортное обеспечение Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Москва, 1986. – 158 с.
4. Егорова, Т.П. Экономический аспект развития региональных транспортно-логистических систем (на примере Республики Саха (Якутия). Якутия, 2004. – 137 с.
5. Зачесов, В.П. Транспорт Сибири в условиях развития рыночной экономики. Новосибирск, 2001. – 252 с.
6. Кноль, В.А. Повышение эффективности работы промышленно-транспортного комплекса при ноосферном пути развития (на примере Сибири и Дальнего Востока). Новосибирск, 2000. – 23 с.
7. Коршунов, С. Ю. Рациональные схемы завоза грузов на Крайний Север. 1990. №9. С.4-5.
8. Коцарь, А. Л. Повышение эффективности транспортного обслуживания экономики региона. Москва, 1984. – 206 с.
9. Мартынов, В. Л. Транспортное освоение рек Сибири: ретроспективный географический анализ. С.-Петербург., 1995. – 13 с.
10. Мишин, Г.И. Экономическая эффективность создания опорно-тыловых баз для строительства в зоне Севера. Москва, 1974. – 178 с.
11. Муштаков, Д.А. Экономическая оценка проектов формирования транспортных коммуникаций в районах нового освоения. Новосибирск, 2003. – 197 с.
12. Пеков, М.С. Исследования и совершенствование транспортно-технологической схемы завоза грузов в районы Крайнего Севера (на примере Обь-Иртышского бассейна). Москва, 1984. – 157 с.
13. Прокофьева, Т.А. Раздобудько, Н.К. Эффективность развития транспорта в районах нового освоения. Москва, 1986. – 207 с.
14. Промышленный транспорт. Новые виды транспорта для Западной Сибири 1987, №1.
15. Судьин К. Н.; Мутовин С. И. Инструменты устойчивого развития Северных территорий: опыт региональных исследований. Красноярск, 2014. - 132 с.
16. Чаадаев, А.С. Формирование механизма закупочной логистики в строительстве объектов Крайнего Севера. Москва, 2002. – 21 с.
17. Щербанин, Ю.А. Логистика и трейдинг в нефтегазовой отрасли учебное пособие. Москва, Изд. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – 266 с.
18. Якутский филиал Сибирского отделения Академии транспорта России. Проблемы обеспечения завоза грузов и их сохранности в районах Крайнего Севера в современных социально-экономических условиях. Новосибирск, 1998. – 193 с.

## **Перспективы развития рынка малотоннажного СПГ в Российской Федерации**

Реализация Энергоперехода в глобальном масштабе предполагает отказ от традиционных энергоносителей в пользу возобновляемых источников энергии. В мировом масштабе концепция Энергоперехода подразумевает полную декарбонизацию энергетики, т.е. постепенный отказ от угля, нефти и природного газа (именно в такой последовательности). Природный газ занимает в этом ряду последнюю позицию, поскольку обладает наиболее экологичными характеристиками по сравнению со всеми ископаемыми топливами. Согласно оценкам экспертов, природный газ сохранит темпы роста спроса в кратко- и среднесрочном периоде и, возможно, станет переходным (резервным) видом энергоресурсов при Энергопереходе. Следовательно, вопросы оценки перспектив развития газовых рынков как трубопроводного, так и сжиженного природного газа (СПГ) остаются весьма актуальными.

С каждым годом индустрия СПГ набирает все более значительные обороты. В настоящей работе были исследованы перспективы развития производства и использования малотоннажного СПГ (далее – мтСПГ). Российский мтСПГ имеет высокий потенциал развития, и может изменить энергетический баланс её отдельных регионов и приграничных к ней районов зарубежных стран.

Малотоннажный СПГ обладает рядом преимуществ перед крупнотоннажным. Во-первых, Россия обладает собственными технологиями для строительства малотоннажных заводов производства СПГ. Использование собственной производственной базы делает их независимыми от международных санкций и более конкурентоспособными. Во-вторых, технологии мтСПГ реализуются в компактной модульной конструкции, расположены на открытом пространстве, не требуют значительных строительных и монтажных работ, что в итоге приводит к снижению затрат. В-третьих, проект может быть реализован в короткие сроки 1-2 года. В-четвертых, для мтСПГ не требуется наличие уникальное или крупное месторождение. В-пятых, мтСПГ является масштабируемым, что делает его идеальным средством удовлетворения краткосрочных колебаний спроса.

Малотоннажный СПГ, используется в следующих рыночных сегментах:

- газомоторное топливо – в этом сегменте СПГ не только имеет высокую экономическую привлекательность, поскольку он ощутимо дешевле дизельного топлива или бензинов, но и привлекательнее по своим экологическим характеристикам, так как обеспечивает снижение выбросов CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, твердых частиц. Большие перспективы СПГ имеет как топливо для горной техники при добыче полезных ископаемых и в качестве бункерного топлива для морских и речных судов;
- газоснабжение удаленных потребителей - в тех случаях, когда строительство трубопроводов ограничено технически и/или неэффективно экономически;
- в генерации электроэнергии и тепла при замещении более дорогостоящих жидких углеводородных топлив (бензин, керосин, газойль, мазут) - чаще всего в удаленных и изолированных территориях;
- для оперативного удовлетворения пиковых всплесков потребления в локальных трубопроводных системах

Прежде чем обратиться к перспективам использования мтСПГ в России, рассмотрим, как реализуются проекты мтСПГ в других странах.

Пример Китая демонстрирует, что для создания мощной отрасли производства СПГ не является обязательным наличие на территории страны крупных запасов газа. Источниками сырья для малотоннажных производств могут выступать импортируемый природный газ, сланцевый газ и газ угольных пластов, биогаз, газы, образуемые на химических и металлургических производствах. Сектор малотоннажных производств может стать драйвером развития национального машиностроения. Для заводов мощностью до 80

тыс. т в год оборудование полностью производится в Китае. Особое внимание в Китае уделяется использованию СПГ в качестве бункерного топлива на внутренних реках и в акваториях портов. Правительства Канады и США создают льготные условия для экспорта СПГ с малотоннажных производств, расширяя географию продаж и обеспечивая занятость. Государственная поддержка использования СПГ на флоте в Норвегии может быть примером долгосрочного планирования и перераспределения платежей за выбросы загрязняющих веществ для перевода флота на СПГ и снижения объемов выбросов. Использование этого опыта в Китае позволило построить 160 новых судов на СПГ и перевести в битопливный режим еще 95 судов. В Европе (Германия, Нидерланды, Великобритания) малотоннажные заводы выполняют функции сглаживания пиков потребления. В Польше один из СПГ заводов использует в качестве сырья шахтный метан. Современные заводы в Финляндии, Словении ориентируются на использование газа в качестве ГМТ. Австралия и Латинская Америка могут стать новыми центрами развития малотоннажного СПГ. [1] Индонезия использует для энергоснабжения удаленных островов.

Теперь обратимся к российским возможностям использования мтСПГ. МтСПГ успешно используется для автономной газификации населенного пункта в поселке Староуткинск Свердловской области. Численность населения поселка на 2019 год составляет 3037 человек. Поставка СПГ осуществляется с малотоннажного завода в Екатеринбурге. Полная стоимость проекта (включая комплекс хранения и регазификации СПГ) составила 203 миллиона рублей. Газификация Староуткинска позволила обеспечить теплом, подключенные к центральной системе теплоснабжения 17 многоквартирных домов. Подключить газ жители могут только платно - от 80 до 200 тысяч рублей в зависимости от площади дома. В эту сумму входят коммуникации и все газовое оборудование. Жители поселка утверждают, что их траты на отопление снизились в пять раз.

В настоящее время в нашей стране есть много регионов, городов, использующих в качестве энергоносителя уголь или нефтепродукты. В таких регионах выбросы углекислого газа в атмосферу значительно выше, чем в тех, что используют газ для выработки тепла и электроэнергии. Примером региона России, использующего в качестве энергоносителя уголь или нефтепродукты, является Республика Бурятия. В этом регионе присутствуют запасы сланцевой нефти и газа, добычу которых ПАО «Газпром» считает нецелесообразным, и уголь, на котором и работают все ТЭС Бурятии. Прокладка трубопровода в Бурятию, по мнению Газпрома, является нерентабельной. Несмотря на то, что именно в этом регионе находится самое большое озеро мира – Байкал, многие города республики входят в число городов России с наиболее загрязнённой атмосферой. Не последнюю роль в этом играют устаревшие котельные столицы республики, работающие на угле, и перевод их на газовое отопление позволит частично решить эту проблему. Целесообразно построить мтСПГ завод в Иркутской области неподалеку от Ковыктинское (или Верхне-Чонское) месторождения. В случае использования сырья с Квыктинского месторождения, продукция которого транспортировалась по Восточно-Сибирской железной дороге до Улан-Уде и Гусиноозёрской ГРЭС.

Для некоторых месторождений Восточной Сибири производство СПГ является единственным вариантом монетизации газа. К таким регионам относятся месторождения Восточной Сибири в Якутии, Иркутской области. На территории Восточной Сибири осуществляют деятельность по добыче газа независимые компании (ОАО «Братскэкогаз», ООО «Када-Нефтегаз», ООО «Иркутская нефтяная компания») на месторождениях со значительными запасами природного газа, совокупно превышающими 200 млрд м<sup>3</sup>. Отсутствие возможностей поставок газа в магистральные газопроводы с этих месторождений, а также с ряда месторождений ПАО «Газпром» в Якутии (Соболохнеджелиинское, Среднетюнгское газоконденсатные месторождения) ограничивает развитие газовой отрасли. Наиболее эффективным вариантом развития газовых компаний в регионе может стать производство сжиженного природного газа с поставками в

Забайкальский край, Республику Бурятия и Амурскую область, а также в континентальные районы Китая. На верфи Звезда в Приморье будут строиться нефтяные танкеры, использующие СПГ как топливо. Эта верфь может стать и производителем речных судов на СПГ для судоходства в акватории реки Амур. [1]

Уже действует в Якутии малотоннажное производство СПГ. Специализированная компания СиТЭК, уполномоченная осуществлять реализацию СПГ с этого производства, ведет активную работу по выходу на китайский рынок. [1]

Вдоль транспортных экспортных маршрутов со временем может быть создана инфраструктура для использования СПГ и на внутреннем рынке, который оказался обделен при строительстве «Силы Сибири». [1]

Также использование мтСПГ для выработки тепла и электричества имеет перспективу на Курильских островах и в Магаданской области. (рис.1) В эти регионы СПГ будет поставляться с завода по производству мтСПГ в с. Дальнее в границах г Южно-Сахалинск. Производительность завода составляет 12750 тонн в год, доля основного производственного оборудования российского производства на предприятии составляет 96,4 процента, объем инвестиций в проект составил 837 млн рублей, строительство завода заняло 3 года. [4]



**Рисунок 1. Карта с расположением возможных заводов по производству мтСПГ**  
Источник: составлено автором.

В стадии реализации находится проект перевода котельных города Макаров на Сахалине. Поставка СПГ будет осуществляться с малотоннажного производства ПСК «Сахалин» в городе Южно-Сахалинск. СПГ будет замещать уголь на котельных и СПГ будет использоваться для газоснабжения потребителей Сахалинской области и объектов ЖКХ, эксплуатируемых МУП «Смирныховское ЖКХ», АО «Сахалинская Коммунальная компания» и ЦУП «Центральная районная котельная города Корсакова». [1] Вдобавок ПАО «Газпром» анонсировал строительство малотоннажного СПГ-завода мощностью до 100 тыс. т/год продукции в г. Поронайск.

Важным проектом по внедрению СПГ на рынок может быть проект энергообеспечения острова Соловки с полным отказом от использования нефтяных топлив в этом паломническом и туристическом центре. [1]

Малотоннажный СПГ является готовым ГМТ. Рынок ГМТ в России имеет не только большую перспективу, но и много преград. Главной проблемой ГМТ является то, что предприниматели не решаются начать его производство в виду отсутствия спроса, а спроса нет, так как автомобилисты не переоборудуют свои автомобили на использование ГМТ, так

как нет широкой сети ГРС. В виду этого непонятно, кто должен начать раньше, поэтому для развития этого рынка должно подключиться государство. В России правительство субсидирует перевод автомобилей на газ и строительства газозаправочных станций. Для этого в 2021-2022 годах выделяется 18,7 млрд руб. Из них 14,9 млрд руб. из федерального бюджета. В рамках подпрограммы «Развитие рынка газомоторного топлива» число автомобилей, переоборудованных на природный газ до 2022 г., должно составить 74,5 тыс. [2] Примером завода для производства ГМТ является завод мтСПГ в городе Ленинск-Кузнецкий. Сырьем для производства является угольный метан. Проект мощностью 1,5 т/час. Стоимость проекта - 336 млн руб. Получаемое ГМТ позволит обеспечить топливом автопарк СУЭК-Кузбасс, что позволит экономить на ДТ 80 млн руб/год.

### **Бункерное топливо**

Как пример – строительство завода мощностью 20'000 тонн СПГ в год в городе Пскове, которое заняло всего 1 год и обошлось в 600 млн рублей.

В связи с введением ИМО ограничений на бункерное топливо в Балтийском и Северном морях существует вероятность к введению подобных ограничений в Черном море. Если это произойдет, порт в Новороссийске имеет перспективное расположение для постройки завода по производству мтСПГ. Рядом с портом проходит магистральный газопровод «Южный поток», что дает Новороссийску доступ к сырью. Подобный проект был бы перспективным для Газпрома в рамках диверсификации своего бизнеса. (рис.2)



**Рисунок 2. Карта с расположением порта в Новороссийске**

Источник: сайт ПАО «Газпром».

Существует перспектива использования мтСПГ не только для бункеровки морских, но и речных судов. Наиболее привлекательными реками для использования СПГ являются Волга с каналами, Обь и Амур, на которых речные суда могут заправляться СПГ с заводов, расположенных вблизи магистральных газопроводов.

В Европе наиболее обсуждаемым проектом является использование СПГ на Рейне и в Дунайском регионе. Рейн – самая судоходная река Европы, которая соединяет промышленные центры Швейцарии, Франции и Германии с портами Нидерландов и Бельгии, что обуславливает очень большой грузооборот. В настоящее время в устье Рейна существуют два крупных импортных терминала СПГ: Роттердам и Зебрюгге. (рис.3) Эти терминалы уже инвестировали в перегрузку СПГ на малые суда с целью развития СПГ-бункеровки. Поэтому имеется теоретическая возможность загрузки речных судов и доставки сжиженного газа вверх по реке. В 2017 году оборот СПГ-бункеровки в Роттердаме составил

всего 1500 тонн, но ближайшие годы ожидается ввод в эксплуатацию нескольких бункеровочных судов и барж в портах Северо-Западной Европы. Как минимум одно из них, законтрактованное компанией Shell, по своим габаритам сможет ходить вверх по Рейну. Речные перевозки на Дунае в 2012 году составили 51 млн тонн, и их объем продолжает расти. Экономика придунайских стран имеет в среднем лучшие макроэкономические перспективы, чем в Западной Европе (частично это связано с эффектом низкой базы), в них реализуется активная инвестиционная деятельность Китая и Арабских стран. Объемы рынка речных перевозок по Дунаю имеет более активные темпы роста по сравнению с Западной Европой, в Венгрии и Болгарии темпы роста имеют двухзначные значения. Речной флот включает в себя большое количество тягачей, доля которых достигает 75 % среди всех судов. [1]



**Рисунок 3. Города на Дунае: крупные города- первоочередные объекты локализации потенциального спроса на мтСПГ в регионе**

Источник: А.Конопляник, А.Сергаева, А.Хауг, СИТАН мтСПГ, ГПЭ СПб.

С развитием производства мтСПГ в качестве бункерного топлива, в РФ может сформироваться специализированный локальный газовый рынок.

#### **Финансирование проектов мтСПГ**

Субсидии предприятиям промышленности и ТЭК будут предоставляться в рамках федерального проекта «Внедрение наилучших доступных технологий» национального проекта «Экология».

Правительство РФ утвердило разработанное Минпромторгом России постановление о правилах предоставления субсидий российским организациям на возмещение затрат на выплату купонного дохода по облигациям, выпущенным в рамках реализации инвестиционных проектов по внедрению наилучших доступных технологий (постановление № 541 от 30.04.2019г.).

Цель нового механизма – поддержка проектов по модернизации природоохранного и основного технологического оборудования в рамках перехода предприятий на наилучшие доступные технологии (НДТ).

Субсидии предоставляются в размере 70% от фактически понесенных затрат на выплату купона. В случае приобретения российского промышленного оборудования субсидируется 90% расходов компании. [3]

Общая стоимость выпуска облигаций не должна превышать 30 млрд рублей.

Принять участие в программе поддержки смогут предприятия, разместившие после 1 января 2019 года облигации под инвестиционный проект, реализуемый в рамках программы повышения экологической эффективности, предварительно одобренной Минпромторгом России. После получения финансирования под размещенные облигации предприятие-потребитель НДС покупает оборудование и начинает платить купонный доход в рамках облигационного займа. В свою очередь Минпромторг России субсидирует процентную ставку по фактическим выплатам купонного дохода.

Субсидирование «зеленых облигаций» – дополнительная стимулирующая мера для реализации масштабной программы техперевооружения и привлечения инвестиций в основной капитал. Новая программа поддержки потенциально охватывает более 7 тысяч предприятий промышленности и ТЭК. Объем предусмотренных средств на ее реализацию составляет 9,3 млрд рублей в 2019-2021 годах. [3] Проекты СПГ могут рассчитывать на субсидии Минпромторга, так как технология СПГ относится к наилучшим доступным технологиям (Информационно-технический справочник наилучших доступных технологий ИТС 29-2017 «Добыча природного газа»).

Резюмируя, можно отметить, что была сделана попытка анализировать перспективы развития сектора малотоннажного СПГ в РФ. В результате анализа были выявлены направления использования малотоннажного СПГ в РФ и определены условия, которые требуются для широкого использования преимуществ малотоннажного СПГ, а именно:

- Законодательная поддержка (в части внесения создания выгодных условий, льготного кредитования и др.);
- Использование наилучшего мирового опыта в РФ;
- Государственное регулирование цен на ГМТ (СПГ), которое позволяет потребителю получить энергоноситель дешевле, чем классические нефтяные топлива;
- Развитие инфраструктуры для надежного и стабильного обеспечения СПГ и использования ГМТ;
- Расширение производителей оборудования и систем хранения СПГ, организация серийного производства оборудования;
- Увеличение учебных программ по подготовке кадров для работ на заводах и терминалах по перевалке, хранилищах СПГ;
- Отмена монополии Газпрома на экспорт СПГ для малотоннажных производств.

## Список использованной литературы

[1] «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России» - авторы - рабочая группа по малотоннажному СПГ, действующая при Центре энергетики московской школы управления «Сколково» URL: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/research06-ru.pdf>

[2] И.А. Башмаков Россия, Великобритания и мир на траекториях низкоуглеродного развития. Основные выводы URL: [https://www.imemo.ru/files/File/ru/events/2020/28022020/Bash\\_2.pdf](https://www.imemo.ru/files/File/ru/events/2020/28022020/Bash_2.pdf)

[3] МИНПРОМТОРГ России URL: [http://minpromtorg.gov.ru/press-centre/news/#!utverzhdenu\\_pravila\\_subsidirovaniya\\_zelenyh\\_obligacij](http://minpromtorg.gov.ru/press-centre/news/#!utverzhdenu_pravila_subsidirovaniya_zelenyh_obligacij)

[4] Министерство РФ по развитию Дальнего Востока и Арктики URL: <https://minvr.ru/press-center/news/18434/>

## Водородная энергетика: проблемы и перспективы

Водородная энергетика становится одним из наиболее перспективным направлением развития мировой энергетики. В ряде стран, таких как Австралия, Индия, Китай, Япония, США национальная водородная стратегия уже утверждена, в других странах, таких как Германия, разработка водородной дорожной карты ведется в настоящее время, таким образом, водородная энергетика становится энергетическим трендом столетия.

Водород не является чем-то новым для мировой энергетической системы, на текущий момент накоплен значительный опыт в производстве и использовании водорода. Поставка водорода промышленным потребителям является крупным бизнесом во всем мире (Таблица 1).

Таблица 1.

## География водородной энергетики

Страны-экспортеры водорода	Страны-импортеры водорода	Страны внутрирегиональной торговли
Австралия (Восточный Регион)	Япония	Китай
Индонезия (Борнео)	Республика Корея	Индия
Бруней-Даруссалам	Малайзия	Таиланд
Новая Зеландия	Сингапур	Филиппины
		Вьетнам
		Мьянма
		Камбоджа

Источник: Составлено автором на основе данных отчета «Economic Research Institute of ASEAN and East Asia»

Потребность в водороде в чистом виде составляет около 70 млн тонн (Мт) в год, что эквивалентно примерно 330 млн т.н.э. (Рисунок 1).

Этот водород почти полностью производится из ископаемого топлива: 6% мирового потребления природного газа и 2% мирового потребления угля сегодня направляется на производство водорода. Большая часть полученного водорода используется в нефтепереработке (гидрокрекинг, гидроочистка и др.) и химической промышленности (например, для производства аммиака и метанола) [3].

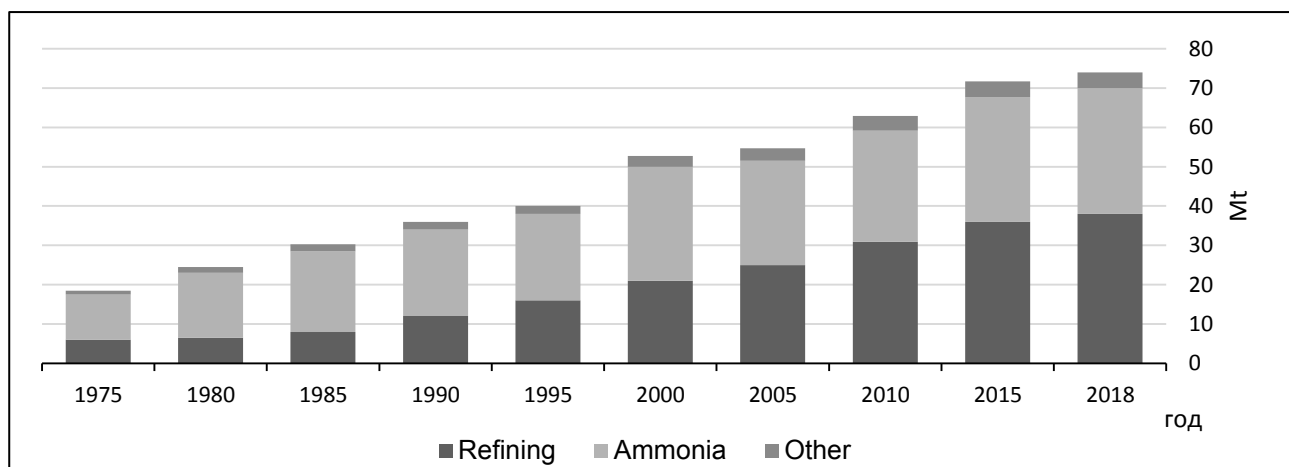
Значительная часть полученного водорода используется без предварительного отделения от других газов в промышленном секторе. (Рисунок 2).

Производство водорода из ископаемого топлива приводит к выделению 830 тонн CO<sub>2</sub> в год, большей части выбросов можно было бы избежать за счет использования низкоуглеродных источников получения водорода.

Будущий потенциал водорода частично обусловлен его универсальностью. Водород может быть использован в самых различных областях, таких как транспорт и отопление, преобразован в электричество или в топливо, такое как синтетический метан, аммиак или иное жидкое топливо. Водород также может поддерживать интеграцию высоких уровней возобновляемой электроэнергии, обеспечивая возможность долгосрочного хранения и выработку низкоуглеродной электроэнергии с возможностью диспетчерского управления. Кроме того, водород может быть получен из широкого спектра низкоуглеродных источников

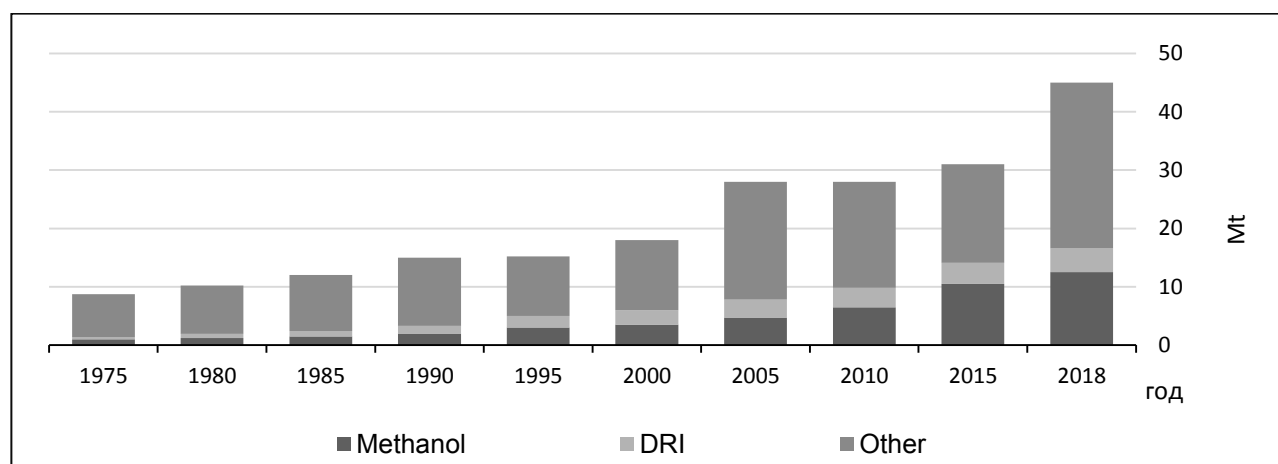


энергии, хотя сегодня менее 1% производства водорода является низкоуглеродным. Варианты включают производство из возобновляемых источников энергии (в т.ч. из устойчивой биомассы) и ядерной энергии [9]. Водород также может быть получен из ископаемого топлива, если выбросы при производстве и поставке свести к минимуму (например, если его комбинировать с CCUS<sup>37</sup>).



**Рисунок 1. Динамика мирового спроса на чистый водород**

Источник: Составлено на основе данных отчета «IEA. World Energy Outlook 2019».



**Рисунок 2. Динамика мирового спроса на смешанный водород**

Источник: Составлено на основе данных отчета «IEA. World Energy Outlook 2019».

Интерес к смешиванию водорода с природным газом в существующих сетях резко возрос в последние годы, что привело к нескольким крупным демонстрационным проектам. В настоящее время во всем мире действуют 30 таких проектов, как на уровне транспортировки, так и распределения газа.

Ключевой момент во введении водорода в действующую инфраструктуру природного газа заключается прежде всего в том, что подобное газоснабжение будет означать снижение выбросов CO<sub>2</sub>, увеличение производства водорода и, тем самым, снижение затрат [5]. Также это облегчило бы транспортировку водорода из точки производства в точку потребления, поскольку наличие ресурсов и экономия от масштаба диктуют, что отдельные производственные установки, смогут обслуживать многочисленных, рассредоточенных конечных пользователей (за исключением примерно 5 000 км водородных трубопроводов в промышленных кластерах иная инфраструктура для транспортировки чистого водорода, на

<sup>37</sup> CCUS - carbon capture, utilisation and storage

данный момент, отсутствует). Существующая трубопроводная система природного газа во многих странах гораздо более развита и может транспортировать водород с более низкими удельными затратами, чем это было бы в случае строительства новых специализированных водородных трубопроводов [14].

На начальном этапе коммерческого расширения производства водорода решающее значение будет иметь возможность использования существующей газовой инфраструктуры. При наличии дополнительных инвестиций в инфраструктуру или оборудование конечного использования существующие газовые сети смогут транспортировать продукцию новых установок по производству водорода с низкими предельными издержками, тем самым снижая общую стоимость потребления и укрепляя уверенность потребителей в жизнеспособности водорода как энергоносителя. К тому же водород движется по трубам почти в три раза быстрее метана, что делает этот вариант экономически выгодным для крупномасштабных перевозок (Рисунок 3). Но для того, чтобы водород стал таким же повсеместным, как природный газ, потребуется скоординированная программа модернизации инфраструктуры и строительства объектов. Однако, если использовать существующую систему трубопроводов для доставки водорода потребителям, это помогло бы избежать необходимости получения разрешений на строительство новых передающих и распределительных трубопроводов, на приобретение которых могут уйти годы, а также необходимости в крупных новых строительных проектах.

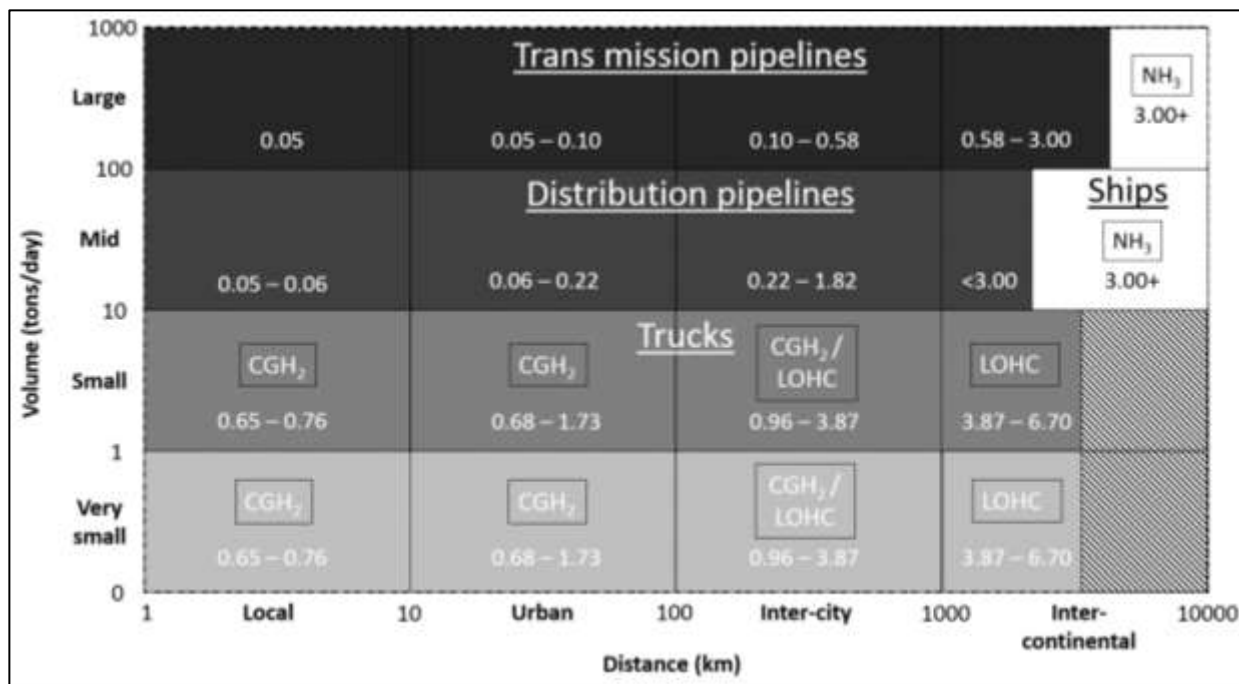


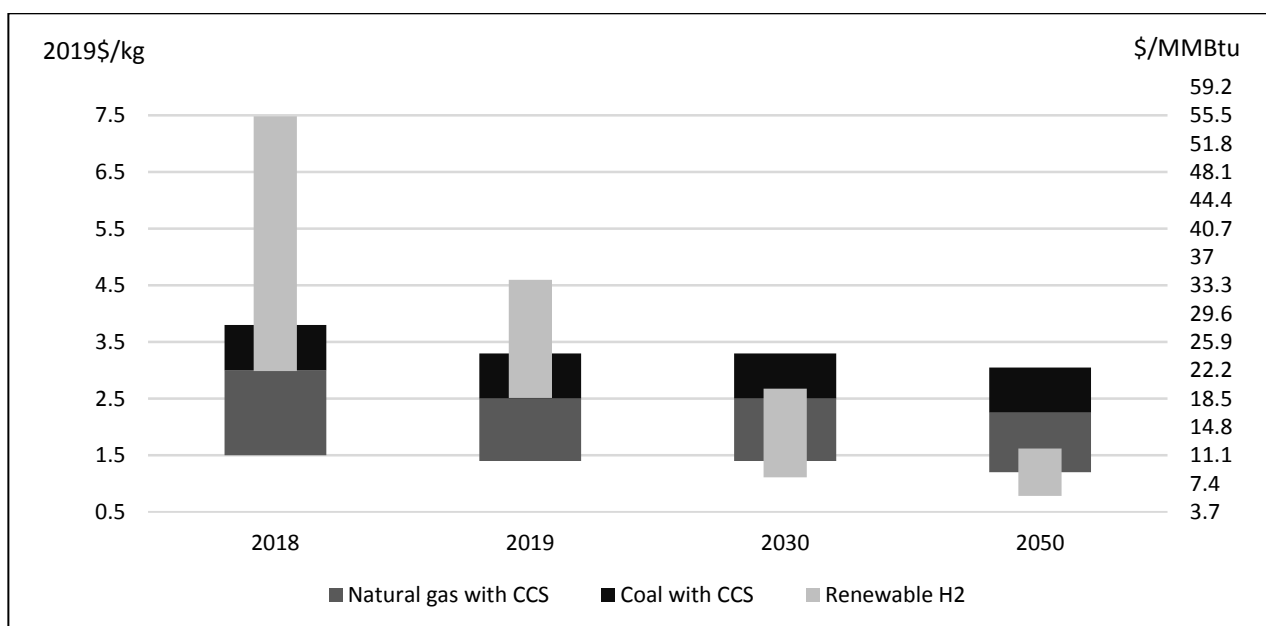
Рисунок 3. Транспортные расходы водорода (в зависимости от расстояния и объема, \$ / кг), 2019 г.

Источник: Составлено на основе данных отчета «BloombergNEF 2020».

Следует учитывать, что введение водорода в газовые сети приведет к увеличению стоимости поставляемого газа. В настоящее время производство водорода из природного газа с CCUS стоит около \$11-18 (MMBtu), в то время как производство водорода из ВИЭ стоит около \$18-34/MMBtu. Хотя в некоторых регионах «избыточная» возобновляемая электроэнергия может быть получена по очень низким ценам, ее доступность и равномерность распределения сегодня ограничены. Кроме того, электролиз является капиталоемким процессом, поэтому использование только периодических излишков дешевой электроэнергии, будет дорогостоящим способом получения водорода. Например, если бы электролизер имел доступ к бесплатному электричеству, но работал только с

коэффициентом нагрузки 10%, то производство водорода обошлось бы примерно в 30 \$/MMBtu. Тем не менее, поскольку ВИЭ составляют все большую долю производства электроэнергии в сценарии устойчивого развития, вероятно, возникнут большие почасовые диспропорции в оптовых ценах на электроэнергию, что приведет к улучшению экономики использования электролизеров в периоды низких цен [13].

Стоимость щелочных электролизеров, производимых в Северной Америке и Европе, снизилась на 40% в период с 2014 по 2019 год, а системы китайского производства уже на 80% дешевле, чем американские и европейские. При росте производства электролизеров и снижении затрат, по расчетам «BloombergNEF» стоимость возобновляемого водорода составит \$0,8 - \$1,6/кг в большинстве стран мира до 2050 года. Это эквивалентно текущим ценам на природный газ \$6-12/MMBtu на основе энергетического эквивалента в Бразилии, Китае, Индии, Германии и Скандинавии, что делает водород конкурентоспособным и с природным газом, и с производством водорода из природного газа или угля с улавливанием и хранением углерода (Рисунок 4).



**Рисунок 4. Прогнозируемый глобальный диапазон нивелированных затрат по способу производства водорода**

Источник: Составлено автором на основе данных отчета «The future of Hydrogen».

Введение водорода в количестве 5% в распределительную сеть для города с населением 3 миллиона человек сегодня будет стоить около \$25-50млн/год (с учетом подачи водорода с использованием электролиза, модернизации трубопроводов, компрессоров и дозаторов). Инвестиции в объекты по производству низкоуглеродного водорода составили бы около 80% от этих затрат. Если бы по всему миру было осуществлено 100 проектов, то они по мнению экспертов стимулировали бы дополнительные 1 млн тонн ежегодных поставок водорода. Это привело бы к значительному расширению производственных и монтажных возможностей, способствуя повышению эффективности и снижению капитальных затрат на электролизеры примерно на 20%. Обеспечение такого уровня потребности в водороде за счет CCUS-реформинга природного газа, также способствовало бы накоплению жизненно важного опыта и снижению затрат [8].

Самые крупные электролизные установки, устанавливаемые сегодня, имеют мощность около 10 МВт, но среди более крупных предлагаемых проектов на ближайшие годы - объекты мощностью 100-250 МВт в Европе и Северной Америке. Они будут работать

на энергии ветра или гидроэнергетике и закачивать десятки тысяч тонн водорода в год в газовую сеть.

Кроме того, предлагаются проекты по введению водорода в природный газ с CCUS в Европе, включая планы на северо-западе Англии производить около 0,1 млн т H<sub>2</sub>/год к 2030 году для закачки в газовую сеть, а также перевод химических заводов на низкоуглеродный водород.

Япония является признанным мировым лидером водородной энергетики. В соответствии с национальной водородной стратегией, Япония стремится к созданию безуглеродного общества и считает водород новым энергетическим ресурсом.

После нефтяного кризиса 1970-х годов Япония обеспечила стабильное энергоснабжение, реализовав политику, направленную на содействие энергосбережению и диверсификации источников поставок энергоресурсов. Однако она столкнулась с тремя новыми энергетическими проблемами после Великого землетрясения в Восточной Японии в 2011 году [10]:

1. Снижение уровня самообеспеченности энергией;
2. Рост затрат на электроэнергию;
3. Рост выбросов углекислого газа (CO<sub>2</sub>).

Энергетическая стратегия Японии ставит безопасность на первое место, все мероприятия выполняются для одновременного достижения улучшения энергетической безопасности, экономической эффективности и экологической пригодности. (3E + S) [12].

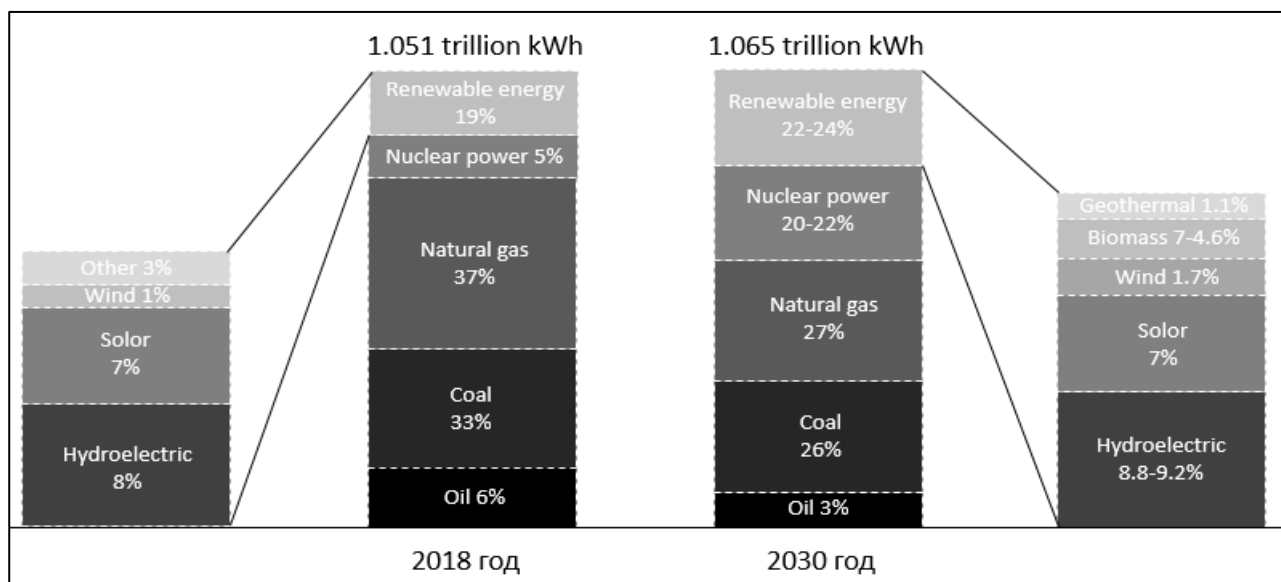
Базовая водородная стратегия была разработана министерством экономики, торговли и промышленности Японии и утверждена кабинетом министров в декабре 2017 года, стратегия включает планы действий до 2030 года, а также видение будущего до 2050 года. Стратегия направлена на сокращение расходов на водород до уровня традиционных источников энергии, и предусматривает комплексный подход ко всей производственной цепочке, начиная с производства водорода и заканчивая его использованием.

Ниже представлен перечень пунктов из японской стратегии реализации водородного общества:

1. Реализация рентабельного использования водорода:
  - 1.1. Сокращение расходов на производство и реализацию водорода;
  - 1.2. Синергия недорогой, излишней энергии из-за рубежа с CCS или производство водорода из дешевых, возобновляемых источников энергии, параллельно с созданием международных цепочек поставок, путем развития инфраструктуры хранения и транспортировки;
  - 1.3. Создание коммерческих цепочек поставок водорода к 2030 году, для закупки 300 тысяч тонн водорода, и достижения планки в стоимости 30 иен/м<sup>3</sup>;
  - 1.4. После корректировки экологических издержек, снижение стоимости водорода до 20 иен/м<sup>3</sup>, для обеспечения конкурентоспособности по издержкам с традиционными источниками энергии.
2. Развитие международных цепочек поставок водорода:
  - 2.1. Развитие технологий энергоносителей для обеспечения эффективной транспортировки и хранения водорода;
  - 2.2. Создание базовых технологий для сетей поставок органических гидридов к 2020 году и коммерциализации торговой цепочки к 2025 году.
3. Производство водорода из возобновляемых источников энергии:
  - 3.1. Обеспечение регулярного и стабильного энергоснабжения;
  - 3.2. Разработка хранения избыточных мощностей;
  - 3.3. Коммерциализация систем преобразования энергии из возобновляемых источников энергии к 2032 году, для снижения стоимости до цены импортируемого водорода.

4. Активизация региональной деятельности и использование существующих, на данный момент, ресурсов:
  - 4.1. Использование возобновляемых источников энергии, отходов пластмасс, водорода побочных продуктов, будет способствовать не только к расширению использования водорода, но и повышению уровня самообеспеченности регионов энергией;
5. Использование водорода в транспортном секторе и сопутствующей инфраструктуре;
6. Усовершенствование технологий топливных элементов;
7. Международная стандартизация и экспансия;
8. Взаимопонимание граждан и региональных органов власти.

Основываясь на вышеуказанных принципах, была представлена идеальная структура спроса и предложения энергии на 2030 год [11]. Целью было создание многослойной структуры энергоснабжения, при которой каждый источник энергии обеспечивает максимальную надежность и дополняет слабые стороны других. Структура основана на «смеси энергии», что подразумевает необходимость объединения различных источников производства и использования энергии (Рисунок 5).



**Рисунок 5. Общая выработанная электроэнергия по секторам производства на 2018 год и прогноз на 2030 год**

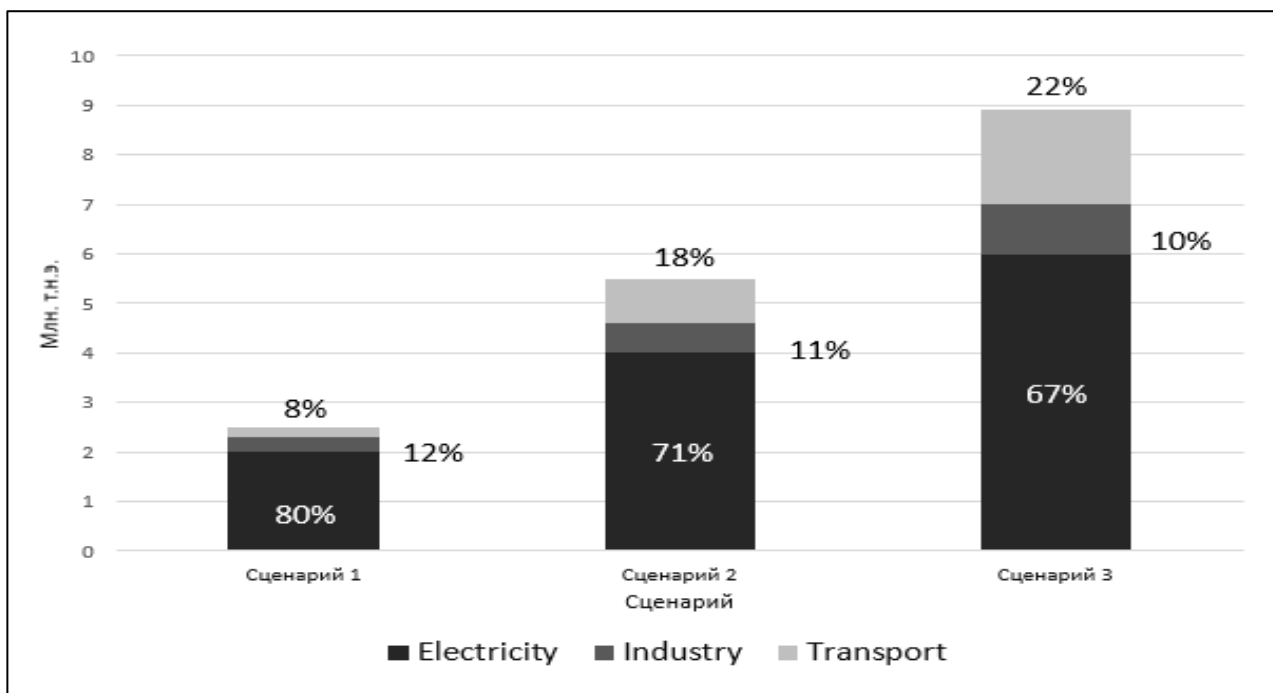
Источник: Составлено автором на основе данных отчета «The future of Hydrogen».

Потенциал спроса на водород в Японии оценивается в 2,5 млн т.н.э. в сценарии 1, 5,6 млн т.н.э. в сценарии 2 и 8,9 млн т.н.э. в сценарии 3. В EAS<sup>38</sup> Япония имеет четвертый по величине потенциал спроса на водород (Рисунок 6).

В Китае потенциал спроса оценивается в 7,9 млн т.н.э. в сценарии 1, 18,5 млн т.н.э. в сценарии 2 и 30,3 млн т.н.э. в сценарии 3. В EAS Китай имеет второй по величине потенциал спроса на водород.

В Индии потенциал спроса оценивается в 9,0 млн т.н.э. в сценарии 1, 19,5 млн т.н.э. в сценарии 2 и 31 млн т.н.э. в сценарии 3. В EAS Индия имеет самый большой по величине потенциал спроса на водород.

<sup>38</sup> EAS - саммит стран Восточной Азии

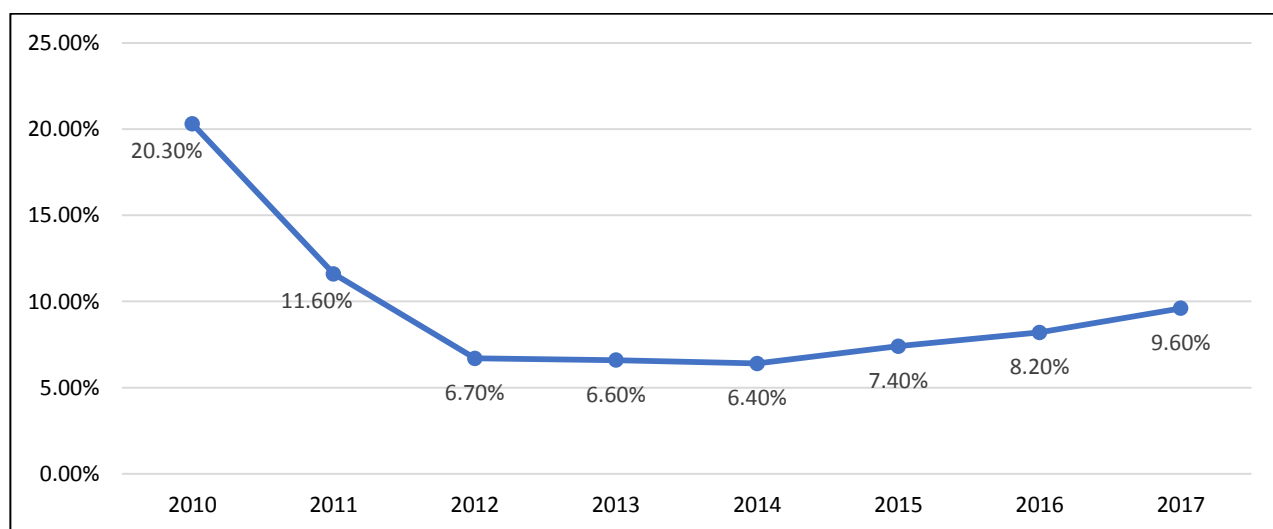


**Рисунок 6. Потенциал спроса на водород в Японии по секторам производства**

Источник: Составлено автором на основе данных отчета «The future of Hydrogen».

Япония, как страна, которой не хватает таких ресурсов, как нефть и газ, нуждается в различных мерах стимулирования низкоуглеродной энергетики для обеспечения стабильных поставок энергии на внутренние рынки сейчас и в долгосрочной перспективе.

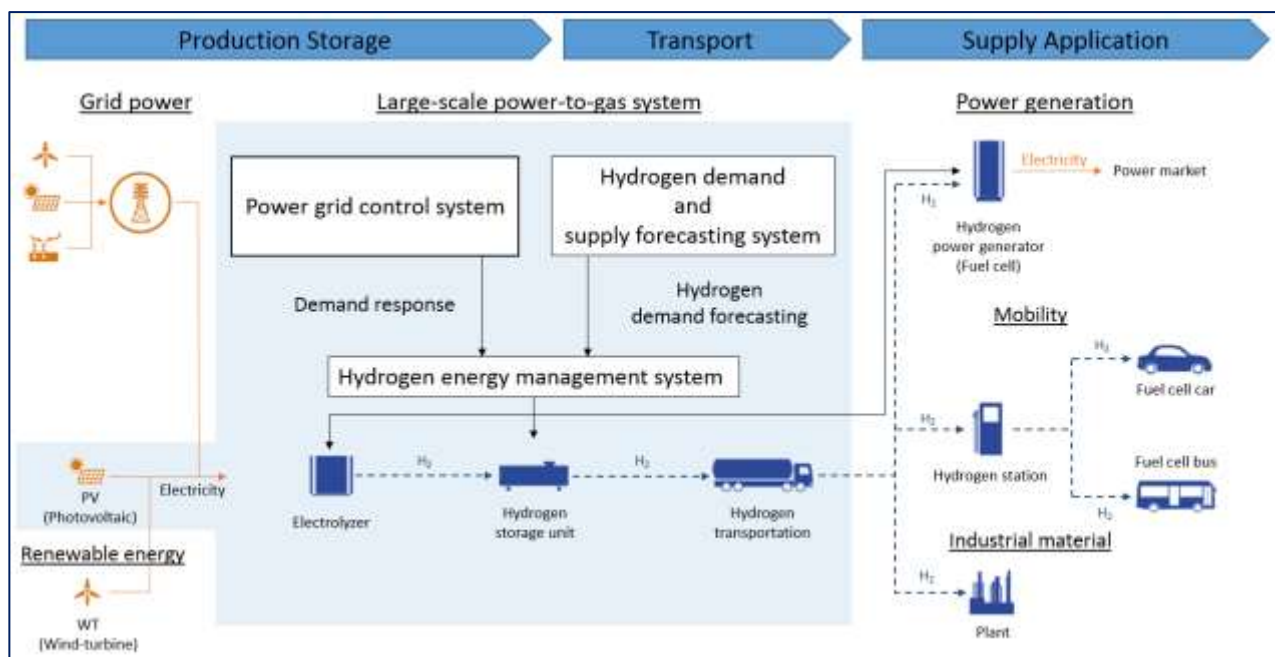
Коэффициент самодостаточности в Японии в 2017 году составил 9,6%, что является низким показателем по сравнению с другими странами ОЭСР. В 2014 году показатель составлял 6,4%, что является минимальным значением за период наблюдений с 2010 года (Рисунок 7). Невысокий коэффициент самодостаточности приводит к ресурсной зависимости от стран-экспортеров, что делает страну восприимчивой к последствиям международных кризисов, что создает трудности в обеспечении стабильного и бесперебойного энергоснабжения.



**Рисунок 7. Коэффициент энергетической самодостаточности Японии**

Источник: Составлено автором на основе данных «Comprehensive Energy Statistics of Japan».

Практическая реализация водородных проектов показывает, как работает японская водородная стратегия. Одним из примеров служит проект «Fukushima Hydrogen Energy Research» (Рисунок 8). FH2R использует 20 МВт солнечных электростанций на участке площадью 180 000 м<sup>2</sup>, а также электроэнергию из сети для проведения электролиза воды в установке по производству водорода из ВИЭ класса 10 МВт, которая является крупнейшей в мире. Мощности FH2R способны производить, хранить и транспортировать до 1200 м<sup>3</sup> водорода в час (номинальная мощность). Выход возобновляемой энергии подвержен значительным колебаниям, поэтому FH2R будет приспосабливаться к спросу и предложению в энергосистеме, чтобы максимизировать использование этой энергии при внедрении относительно недорогой технологии производства экологически чистого водорода.

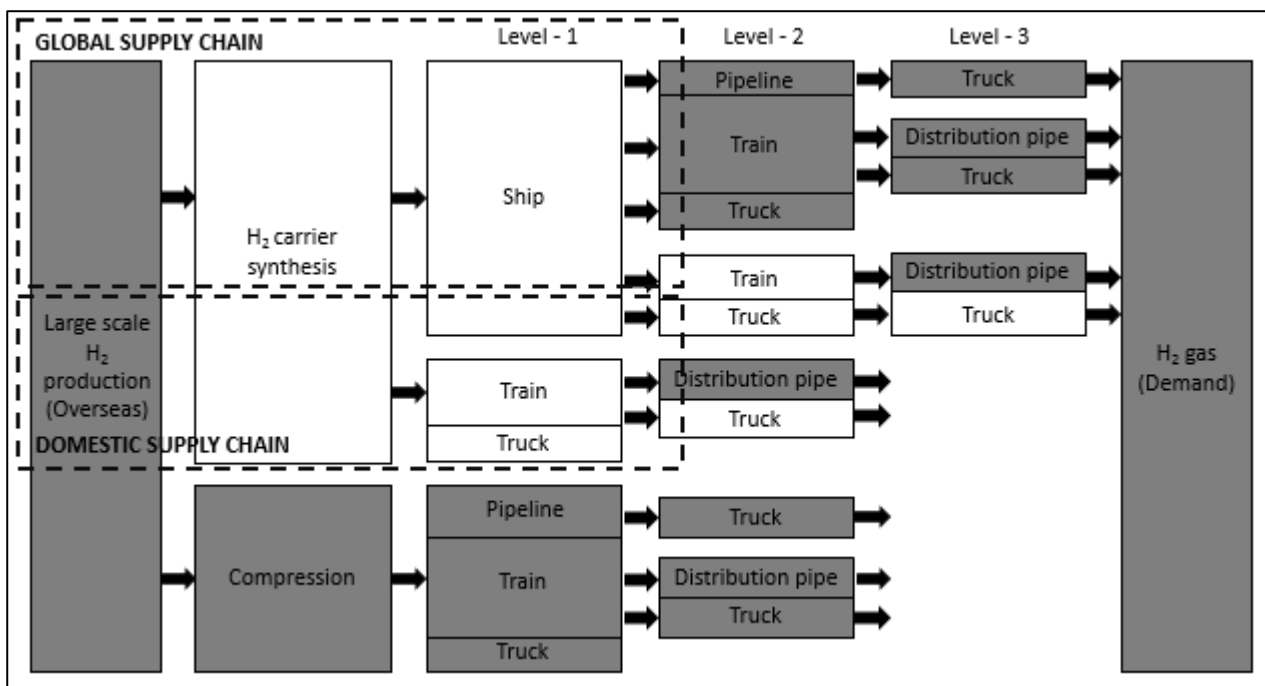


**Рисунок 8. Система FH2R**

Источник: Составлено автором на основе данных компании «Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation».

Вариант крупномасштабного производства водорода с большим концентрированным спросом на глобальные цепочки поставок и меньшим распределенным спросом на внутренние цепочки поставок представлен на рисунке 9.

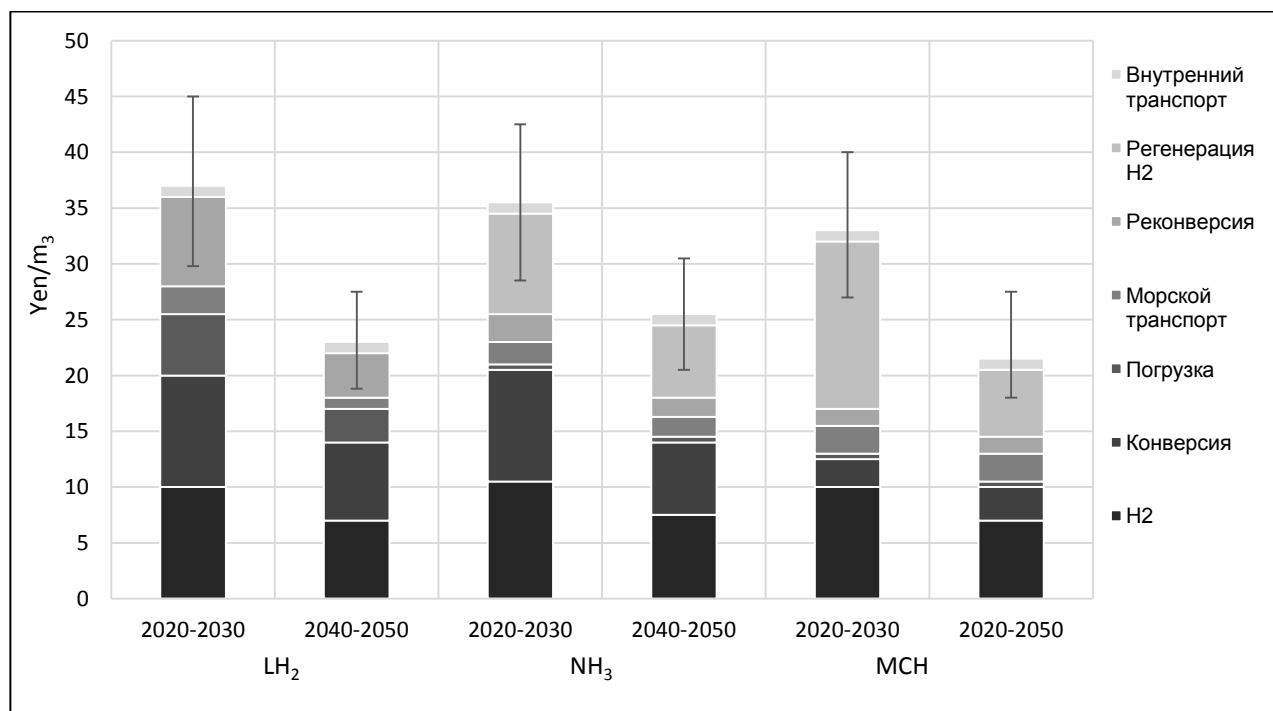
Как было отмечено ранее, общая стоимость доставки водорода, независимо от проектов, будет варьироваться в зависимости от инфраструктуры, имеющейся в странах-экспортерах и импортерах, расстоянии, метода транспортировки и спроса на конечное использование. Различные носители водорода и виды транспорта имеют отличные затраты на конверсию, транспортировку, распределение, хранение и реконверсию. Например, в Японии внутреннее производство водорода с использованием электролизеров и его распределение может стоить около 6,5 \$/kgH<sub>2</sub> в 2030 году, а импортируемый из Австралии водород стоит около 5,5 \$/kgH<sub>2</sub>. Для транспортировки водород можно сжижать или поставлять в виде аммиака или жидких органических водородных носителей (ЛОHC), что является наиболее выгодным при транспортировке на дальние расстояния - выше 1500 км, но в этом случае необходимо учитывать затраты на конверсию до экспорта и реконверсию до потребления. Для расстояния менее 1500 км самым выгодным вариантом является транспортировка водорода по трубопроводу.



Gray - Compressed  
White – Hydrogen carrier

**Рисунок 9. Водородный логистический сценарий для крупномасштабного производства**  
Источник: Составлено автором на основе данных «Economic Research Institute of ASEAN and East Asia».

Рассмотрим пример структуры стоимости международных поставок водорода для крупномасштабного производства (2.5 млрд м<sup>3</sup>/год) в Японию из стран-экспортеров в 2020-2030 и 2040-2050 годах, соответственно (Рисунок 10).

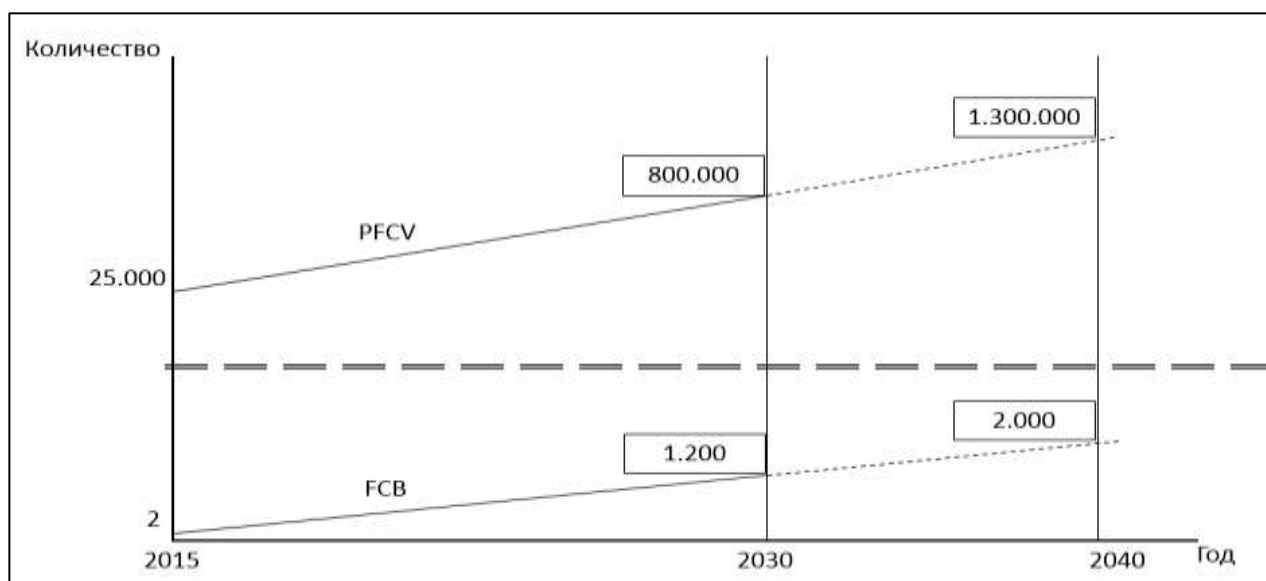


**Рисунок 10. Структура стоимости поставок водорода в Японию (5400 км)**  
Источник: Составлено на основе данных «Institute of Applied Energy».



Среди компонентов стоимости международных цепочек поставок водорода морские перевозки незначительны для всех перевозчиков. Конверсия и реконверсия носителей являются основными компонентами цепочки поставок жидкого водорода (LH<sub>2</sub>), конверсия носителей и регенерация H<sub>2</sub> являются основными компонентами цепочки поставок аммиака (NH<sub>3</sub>), а регенерация H<sub>2</sub> является основным компонентом цепочки поставок гидрида (MCH). Каждый носитель водорода имеет свои достоинства и технические проблемы и требует постоянного развития технологий для ускорения снижения затрат. При развитии инфраструктуры транспортировки водорода также необходимо учитывать баланс между будущими целями и долгосрочной неопределенностью технологических достижений.

Говоря о перспективах водородной энергетики, необходимо затронуть тему водородного транспорта в Японии. В отчете об исследовательском проекте ERIA 2018 сказано, что если базовая водородная стратегия Японии 2030 года будет реализована, то количество PFCVs<sup>39</sup> и FCBs<sup>40</sup> к 2040 году будет определено прямой экстраполяцией тренда 2030 года (Рисунок 11). Япония была первой страной, реализующей данный сценарий.



**Рисунок 11. Прогноз количества PFCV и FCB в Японии на 2040 год**

Источник: Составлено автором на основе данных отчета «Demand and Supply Potential in East Asia».

Также предполагается, что с учетом потенциального спроса на PFCV в Японии к 2040 году, из всех пассажирских автомобилей, работающих на бензине, 2 % будут переведены на водород (Таблица 2).

**Таблица 2.**

**Сценарий PFCV в Японии на 2040 год**

Строка	Наименование	Расчеты	Источник
A	Количество автомобилей в 2040 году	~72 млн.	Прогноз ERIA
B	Расчетная доля легковых автомобилей в 2040 году	79%	2016 год
C	Расчетное количество легковых автомобилей в 2040 году	~57 млн.	(A) × (B)
D	Количество PFCV в 2040 году	~1.3 млн.	Рисунок 11
E	Расчетная доля PFCV в 2040 году	2%	(D) / (C)

Источник: Составлено на основе данных отчета «Economic Research Institute of ASEAN and East Asia».

<sup>39</sup> PFCVs - легковые транспортные средства на топливных элементах

<sup>40</sup> FCBs - автобусы на топливных элементах

Количество PFCV в странах ОЭСР будет таким же, как в Японии, в то время как в странах, не входящих в ОЭСР, этот показатель будет меньше вдвое (Таблица 3).

**Таблица 3.**

**Сценарии PFCV в Японии, OECD и non-OECD на 2040 год**

Сценарий	Япония и страны ОЭСР	Страны не входящие в ОЭСР
1	(Базовый сценарий Японии) 2%	1%
2	10%	5%
3	20%	10%

Источник: Составлено на основе данных отчета «Economic Research Institute of ASEAN and East Asia».

С учетом потенциального спроса на FCB в Японии 2040 года, 0,02% потребления дизельного топлива предполагается преобразовать в водород (Таблица 4).

**Таблица 4.**

**Сценарий FCB в Японии на 2040 год**

Строка	Наименование	Расчеты	Источник
A	Расход дизельного транспорта в 2040 году	22.7 млн. т.н.э.	Прогноз ERIA
B	Предполагаемый пробег автобуса	41.000 км/автобус/год	1*
C	Расчетная экономия автобуса с дизельным двигателем	4 км/литр.	2*
D	Количество FCBs в 2040 году	2.000	Рисунок 11
E	Изменение расхода дизельного топлива на FCB	0.02 млн. т.н.э.	(B) / (C) × (D)
F	Доля FCB по расходу на топливо	0.02%	(E) / (A)

Примечание: 1\* - Закрепленные маршрутные автобусы Yokohama City Bus (2002)

2\* - Министерство земли, инфраструктуры, транспорта и туризма

Источник: Составлено на основе данных отчета «Economic Research Institute of ASEAN and East Asia».

Сценарии развития FCB на примере стран, входящих в ОЭСР и не входящих в ОЭСР, приведены в таблице 5.

**Таблица 5.**

**Сценарии FCB в Японии, OECD и non-OECD на 2040 год**

Сценарий	Япония и страны ОЭСР	Страны не входящие в ОЭСР
1	0.05%	0.025%
2	(Базовый сценарий Японии) 0.1%	0.05%
3	0.2%	0.1%

Источник: Составлено на основе данных отчета «Economic Research Institute of ASEAN and East Asia»

Резюмируя, для решения проблем и реализации перспектив развития водородной энергетики в мировом масштабе с учетом передового опыта Японии необходимо:

1. Развивать производство водорода с использованием ВИЭ и расширять сеть поставок в регионе EAS;
  - существует достаточно возможностей для поставок водорода с целью удовлетворения спроса в этом регионе, включая торговлю между странами-экспортерами и странами-импортерами;
  - в краткосрочном периоде основным источником производства водорода будет ископаемое топливо и стабильные гидро/геотермальные источники; в результате технологического развития в средне- и долгосрочном периоде будет реализован переход к другим ВИЭ, таким как солнце, ветер, биомасса;
  - цепочки поставок водорода начнутся из стран-экспортеров в Японию, Республику Корея, далее с использованием местных цепочек поставок в Китай,

Индию, к 2040-2050 гг. ожидается устойчивое развитие водородной энергетики в регионе.

2. Важно уже сейчас стимулировать действия по развитию водородного рынка как в регионе ЕАС, так и других регионах мира;
3. Государственная поддержка является одним из ключевых факторов развития водородной энергетики, особенно на ранних стадиях. Интенсивная поддержка со стороны правительств демонстрирует будущее видение в отношении механизмов финансирования и поддержки рынка, продвижения НИОКР, программ повышения осведомленности и т.д. [3];
4. Необходимо разработать стандарт для торговли водородом в глобальном масштабе, включая права и обязанности при торговле энергией и экологические требования (в период 2018 года мировые выбросы CO<sub>2</sub> составили – 33.9 Гт., в Японии - 1.2 Гт., из которых производство электроэнергии и тепла – 49%, транспорт – 18%, обрабатывающая промышленность – 17%, прочая энергетика для собственного использования 3%, другие сектора – 13%).

### Список использованной литературы

1. IEA. World Energy Outlook 2019, 588 с. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
2. BloombergNEF 2020. Hydrogen Economy Outlook, 4 с. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://about.bnef.com/blog/hydrogen-economy-offers-promising-path-to-decarbonization/>
3. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию//Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. – М., 2019. – 62 с. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_Hydrogen-economy\\_Rus.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Rus.pdf)
4. Economic Research Institute of ASEAN and East Asia [Электронный ресурс] – Режим доступа - URL: <https://www.eria.org/uploads/media/publications-annualreport/full-report-economic-research-institute-for-asean-and-east-asia-annual-report-2016.pdf>
5. Наталья Г. Водородная энергетика: мифы и реальность//Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль» [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/224/224b8a5647503ebe18e4180a43431d41.pdf>
6. IRENA. Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), 2019 – 52 с. [Электронный ресурс] - Режим доступа - URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>
7. Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation [Электронный ресурс] – Режим доступа - URL: [https://www.toshiba-energy.com/en/info/info2020\\_0307.htm](https://www.toshiba-energy.com/en/info/info2020_0307.htm)
8. Hydrogen as an energy carrier. An evaluation of emerging hydrogen value chains / DNV GL, 2018. [Электронный ресурс] - Режим доступа - URL: <https://www.dnvgl.com/publications/hydrogen-as-an-energy-carrier-134607>
9. Попадько Н.В., Полаева Г.Б., Попадько А.М. Переход к низкоуглеродной энергетике в Германии: проблемы и перспективы//Инновации и инвестиции. – 2018. - №6. – С. 113-116
10. Водородная энергетика – тренд 21 века. [Электронный ресурс] - Режим доступа - URL: [http://atomicexpert.com/hydrogen\\_energy](http://atomicexpert.com/hydrogen_energy)
11. Economic analysis on International Hydrogen Energy Carrier Supply Chains [Электронный ресурс] - Режим доступа - URL: [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jjser/38/3/38\\_11/\\_article/-char/en](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jjser/38/3/38_11/_article/-char/en)

12. Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications [Электронный ресурс] - Режим доступа - URL: <https://www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/perspectives-hydrogen-strategy-european-union>
13. Официальный сайт EnergyNet: [Электронный ресурс] - Режим доступа - URL: <https://energynet.ru>
14. Цифровизация как предчувствие [Электронный ресурс] - Режим доступа - URL: <https://energynet.ru/upload/Регионы%20Энерджинет/Цифровизация%20как%20предчувствие%202019.pdf>

## Проблемы и перспективы добычи и использования газовых гидратов

С момента открытия в 1960-х годах XX века газовые гидраты считаются важным потенциальным источником нетрадиционного природного газа. К настоящему времени достигнут значительный прогресс в геологическом и инженерном контроле за конечным энергетическим потенциалом газового гидрата, однако необходима интенсификация работы по реализации перспектив использования газовых гидратов в качестве источника энергии в будущем.

Газовые гидраты делятся на обнаруженные, восстановленные или предполагаемые к существованию в многочисленных осадочных бассейнах в условиях арктической вечной мерзлоты, районах альпийской вечной мерзлоты, морских отложениях внешних континентальных окраин и в глубоких озерах. Несмотря на то, что потенциальных ресурсов газогидратов в мире много, значительная часть этих ресурсов обычно не считаются экономически целесообразной при существующем технологическом уровне, но может иметь потенциал в будущем, с появлением новых технологий. Для большей части мира газогидраты в песчаных коллекторах стали жизненно важной производственной целью и фокусом внимания.

Производственные испытания в арктической Канаде (Дельта Маккензи) и на Аляске показали, что газ можно добывать из высококонцентрированных скоплений газогидратов в крупнозернистых (т. е. богатых песком) пластовых системах с обычными технологиями производства. Добыча может быть реализована за счет разгерметизации и более сложных методов, например, с помощью молекулярного замещения (обмен  $\text{CO}_2\text{-CH}_4$ ).

В 2013 году испытания по разработке газогидратов проводилось в морской среде на шельфе Японии. Также, испытания были проведены в Японии в 2017 году для дальнейшей оценки альтернативных технологий заканчивания скважин. Кроме того, в 2018 году Китай инициировал 60-дневное исследование разработки газогидратов в районе Шэнху Южно-Китайского моря.

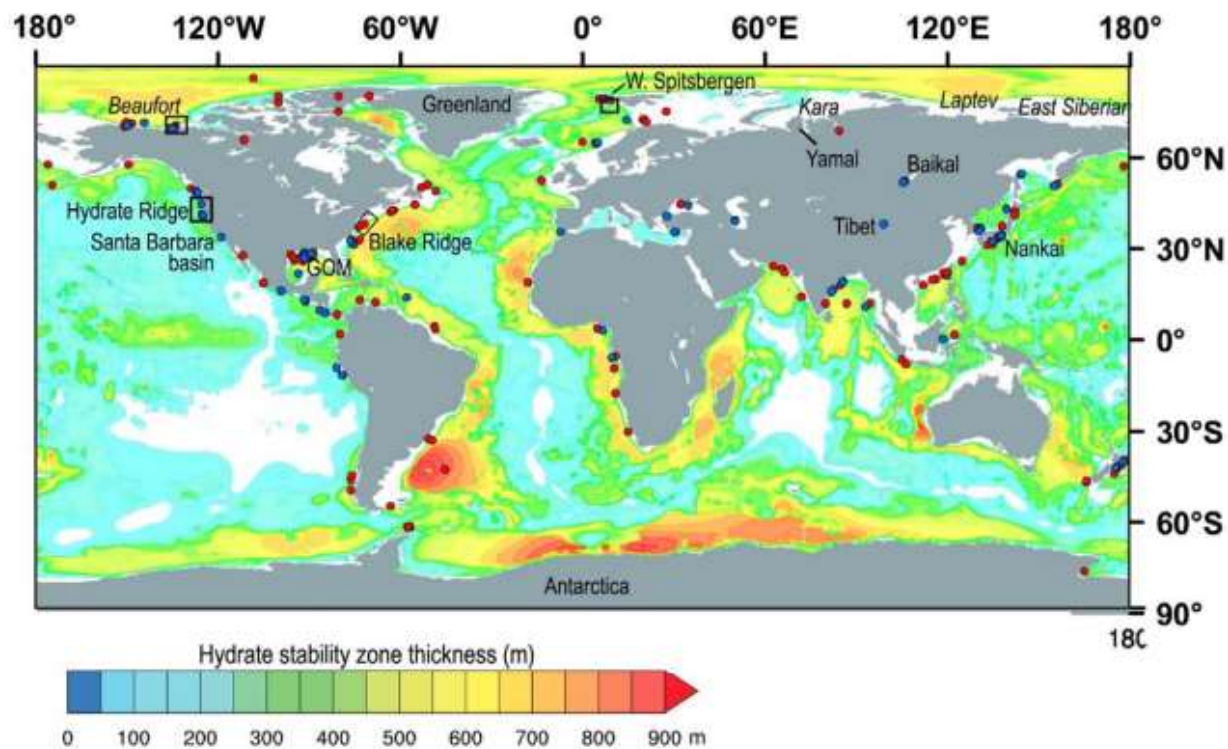
Актуальность проблемы обусловлена тем фактом, что газовые гидраты являются единственным все еще не разрабатываемым источником природного газа на Земле, который может составить серьезную конкуренцию традиционным углеводородам в силу наличия огромных ресурсов, широкого распространения на планете, неглубокого залегания и весьма концентрированного состояния (1 м<sup>3</sup> природного метан-гидрата содержит около 164 м<sup>3</sup> метана в газовой фазе и 0,87 м<sup>3</sup> воды). Они являются энергетическим резервом человечества более чем на сотни лет, способным поднять мировую энергетику на качественно новый уровень, открыв перед человечеством альтернативный источник энергии.

### Краткая предыстория

Исследование газовых гидратов начинается с 1800-го года XX века, когда ученые впервые получили газогидраты в лабораторных условиях. В последующие десятилетия лабораторные эксперименты продолжались, но никто не ожидал, что газогидраты могут формироваться в естественной среде. Далее, в 1930-х годах, в газопроводах были обнаружены техногенные газогидраты, которые иногда блокировали потоки природного газа. Это спровоцировало новый виток научных исследований, направленных на предупреждение образования газогидратов в процессе транспортировки природного газа. Наконец, в 1960-х годах началась разработка Мессояхского месторождения в Западной Сибири, что позволило открыть природные газовые гидраты. В 1970-х годах они были обнаружены в образцах из скважины на северном склоне Аляски и на дне Черного моря. Результаты исследований 1980-х годов привели к тому, что газовые гидраты стали рассматриваться как новый и потенциально обширный источник метана. С 1990-х годов в мире проходят целенаправленные и широкомасштабные программы по обнаружению и разработке газовых гидратов.

## Морские газовые гидраты в природе

Газовые гидраты были обнаружены и предположительно присутствуют в Арктике и на континентальном шельфе (Рис. 1).



**Рисунок 1. Карта подтвержденных (синие) и предполагаемых (красные) бассейнов газовых гидратов**

Источник: [6].

К 2006 году была подтверждена промышленная перспектива лишь двух месторождений природных гидратов, представляющих наибольший интерес с точки зрения промышленного освоения: Маллик — в дельте реки Макензи на северо-западе Канады, и Нанкай — на шельфе Японии.

К настоящему времени в мире открыто уже более 220 месторождений газогидратов. Они обнаружены вблизи берегов США, Канады, Коста-Рики, Гватемалы, Мексики, Японии, Южной Кореи, Индии и Китая, а также в Средиземном, Черном, Каспийском, Южно-Китайском морях. Ожидается, что значительные запасы газогидратов могут находиться в Аравийском море, вблизи западного побережья Африки, а также у берегов Перу и Бангладеш.

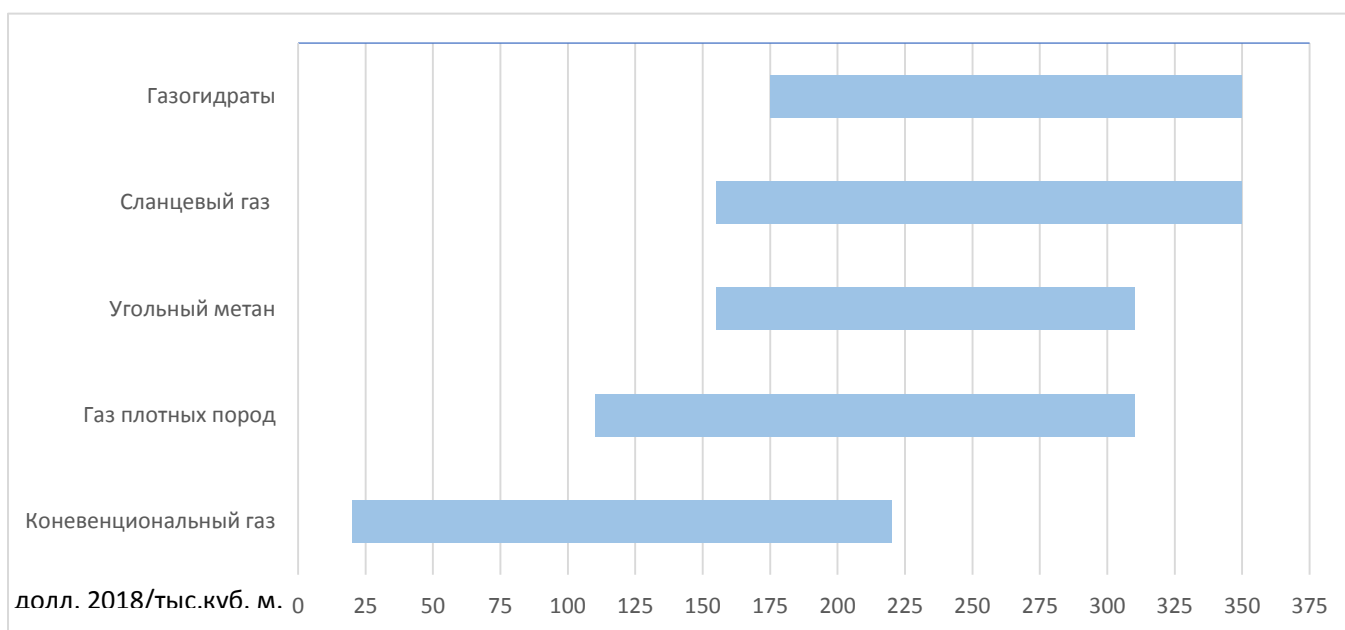
Оценки мировых ресурсов газа в газогидратном состоянии с 1970-х годов, носили противоречивый характер. В 1970-1980-х годах они находились на уровне 100-1000 млрд куб. м, в 1990-х годах — снизились до 10 млрд куб. м, а в 2000-е годы — до 100-1000 трлн куб. м. Международное энергетическое агентство (МЭА) в 2018 году привело оценку в 3 000-8 000 трлн куб. м, хотя разброс остается значительным. Например, ряд оценок указывает на наличие газа в газогидратах в объеме 2500-20000 трлн куб. м. Ресурсы газа в газогидратном состоянии остаются на два порядка выше ресурсов традиционного природного газа, оцененных на уровне 250 трлн куб. м. (МЭА оценивает запасы традиционного природного газа в 568 трлн куб. м).

### Стоимость разработки месторождений газогидратов

Стоимость добычи газа из газогидратных залежей зависит от ряда факторов, в первую очередь от геологических условий и применяемой технологии (Рис. 2). Ограниченное число как реализованных проектов добычи, так и экономических расчетов

подобных проектов затрудняет оценку их средней стоимости. Существующие данные свидетельствуют о том, что разработка месторождений газогидратов является более дорогостоящей по сравнению с разработкой традиционных месторождений природного газа в силу следующих причин:

1. низкая отдача от масштаба;
2. необходимость сжатия природного газа с самого начала разработки;
3. более высокая стоимость освоения скважин вследствие:
  - использования большего количества воды;
  - эксплуатации специального оборудования для введения химических элементов и/или локального нагрева для избегания повторного образования газогидратов и закупоривания скважин;
  - применения технологий, препятствующих добыче песка.



**Рисунок 2. Сравнительные издержки промышленной добычи природного газа**

Источник: МЭА.

В настоящее время наиболее распространены оценки отдельных проектов разработки газогидратов. Так, предварительные оценки 2018 года для месторождения Маллик в канадской Арктике указывали на то, что совокупные капитальные и операционные издержки разработки варьируются в пределах 195-230 долл./тыс. куб. м для газогидратов, расположенных над свободным газом, и в пределах 250- 365 долл./тыс. куб. м для газогидратов, расположенных над свободной водой. Особо была отмечена необходимость наличия соответствующей инфраструктуры для транспортировки добытого газа, так отсутствие вложений в транспортную инфраструктуру привело к тому, что разработка месторождений газогидратов в Канаде в перспективе 20-30 лет была оценена как маловероятная.

Японские разработчики оценивают себестоимость добычи метана из поддонных газогидратов в их проектах на уровне 540 долл./тыс. куб. м, в то время как по оценкам ИНЭИ РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ данная технология становится конкурентоспособной только при затратах на добычу ниже 390 долл./тыс. куб. м. По расчетам МЭА, оценочные издержки промышленной разработки месторождений газогидратов могут составить 175-350 долл./тыс. куб. м, что все равно делает их наиболее дорогостоящим из известных способов добычи природного газа

Несмотря на то, что с накоплением опыта и развитием технологий стоимость разработки залежей газогидратов должна снизиться, не все эксперты согласны с тем, что данный ресурс сможет стать конкурентоспособным. В частности, Wall Street Journal в начале 2018 года привела оценки средней стоимости добычи газогидратов на уровне 1 150-2 275 долл./тыс. куб. м при ценах на природный газ в США около 125 долл./тыс. куб. м и свыше 600 долл./тыс. куб. м в Японии. МЭА ожидает, что в обозримом будущем (до 2035 года) произойдет некоторое сближение региональных цен на газ: в США они возрастут до 250 долл./тыс. куб. м, а в Японии опустятся до 550 долл./тыс. куб. м (Рис. 3). Но высокие региональные цены на природный газ и растущий спрос на него будут поддерживать заинтересованность азиатских стран в развитии направления газогидратов.



**Рисунок 3. Прогноз МЭА от 2018 года региональных цена на газ: США, Европа и Япония, 2000-2035 год**

Источник: МЭА.

### Проблемы

Исследования перспектив энергетических ресурсов газовых гидратов проводятся в Корее, Индии, Канаде, Китае, Японии и США.

Бурение скважин как в арктической вечной мерзлоте, так и в глубоководных морских средах подтвердил, что газовые гидраты являются богатым потенциальным ресурсом. Однако для полного понимания той роли, которую газовые гидраты могут играть в будущем, энергоресурс требует дополнительных исследований.

Ниже перечислены некоторые из основных технических проблем и потенциальных возможностей:

#### 1) Характеристика ресурса газогидратов:

- Существует необходимость в уточнении текущих оценок ресурсов газогидратов;
- Разработка, тестирование и внедрение новых инструментов определения характеристик месторождений для решения важных задач исследования газовых гидратов;
- Требования, наряду с разработкой новых процедур поиска газовых гидратов.

#### 2) Технология получения газогидратов:

- Продвижение разработки новых моделей производства газогидратов, включающих передовые макро- и нано-технологии;
- Проведение лабораторного, модельного и полевого масштабного анализа методов стимуляции коллекторов, которые могут увеличить производство газовых гидратов;
- Анализ существующих работ по добыче газогидратов и новые технологии завершения работ, в том числе горизонтальные доработки, многостороннее бурение и т. д.;



- Выявление потенциальных проблем бурения, завершения работ и добычи газа гидратов;
  - Требуются дополнительные усилия для оценки влияния производства газогидратов на физическую и окружающую среду.
- 3) Проблемы рынка и регулирования:
- Появление других нетрадиционных газовых ресурсов и традиционных источников энергии представляет собой значительную проблему для достижения цели промышленной добычи газовых гидратов;
  - Газовые гидраты обычно встречаются в глубоководных морских и арктических средах, где высока эксплуатационная стоимость, представляющая собой значительную проблему для коммерческой разработки газовых гидратов;
  - Влияние на коммерциализацию газогидратов специфических национальных интересов и региональной мотивации также необходимо учитывать, в том числе политику в области налогообложения и изменения климата, развитие отраслевых и государственных партнерств, местное промышленное использование добываемого газа и доступ к другим источникам энергетических ресурсов.

#### **Заключение**

Добыча газа из залежей природных газовых гидратов на сегодняшний день является наиболее дорогостоящим из известных способов добычи природного газа. Без прорывных технических решений газогидратная революция возможна лишь в далекой перспективе, когда стоимость традиционной добычи углеводородов увеличится на порядок.

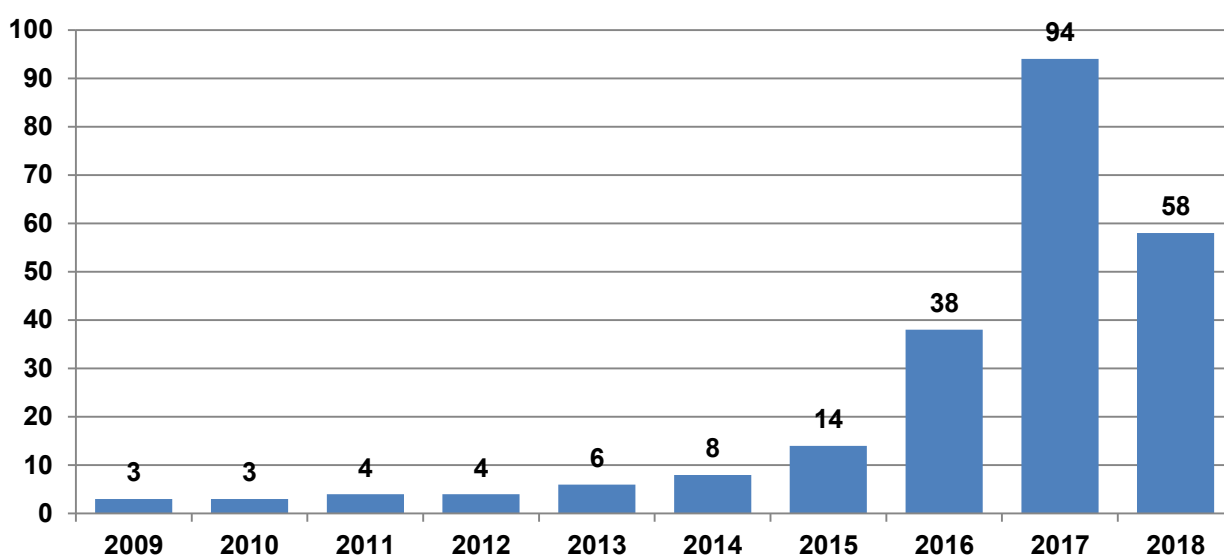
По мнению экспертов, промышленная разработка газогидратов начнется не ранее чем через 10–20 лет. Однако недооценка ресурсов газогидратов чревата последствиями, сравнимыми с последствиями сланцевой революции. В свою очередь, начало разработки месторождений газовых гидратов может стать началом нового этапа развития мирового газового рынка.

Для того, чтобы «газогидратная революция» не стала неожиданностью для российского газового сектора и экономики в целом, необходим комплекс мер, таких как активизация исследований и разработок в институтах, налаживание партнерств в исследованиях и разработке гидратов со странами и компаниями, опережающими Россию по имеющемуся опыту разработки, заключение долгосрочных контрактов на внешнем рынке для закрепления своих позиций, развитие инфраструктуры Северного морского пути, освоение арктических территорий.

#### **Список использованной литературы**

1. Васильев А., Димитров Л. Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море // Геология и геофизика. 2002. №7. т. 43.
2. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. – 70 с.
3. Прогноз развития энергетики мира и России на период до 2040 года / ИНЭИРАН — Аналитический центр при Правительстве РФ, 2013.
4. BP Statistical Review of World Energy 2019
5. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Инновационные технологии освоения месторождений газовых гидратов: Учеб. пособие, 2-е изд., испр, доп. М.: РУДН, 2009.
6. Collett, T.S. 2002. Energy resource potential of natural gas hydrates: American Association of Petroleum Geologists.
7. Шехтман Г.А. Грядет ли газогидратная революция// Независимая газета, 08.10.2018. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.ng.ru/energy/2018-10-08/14\\_7327\\_revolution.html](http://www.ng.ru/energy/2018-10-08/14_7327_revolution.html)

Технология распределенного реестра активно применяется на финансовых рынках: в мире действует более 1700 криптопроектов, объединенных через торговлю криптовалютами. Последние могут выступать как альтернативой традиционной финансовой системе, так и платформой для новых высокотехнологичных решений в различных секторах экономики, особенно в электроэнергетике [1]. По состоянию на август 2019 г. в мире было запущено 234 блокчейн-проекта в электроэнергетике, в том числе 78 получили внешнее финансирование [2]. Пик количества проектов пришелся на 2017 г. (рисунок 1).



**Рисунок 1. Блокчейн-проекты в энергетике по годам.**

Источник: [2].

Развитие блокчейн-проектов связано с достижением высокого уровня развития рынков электроэнергии в крупнейших развитых странах: значительного объема потребления, рост числа участников рынка как на стороне генераторов (особенно за счет НВИЭ), так и потребителей, которые получили доступ на оптовый рынок благодаря либерализации и дерегулированию электроэнергетики. Технологически стало возможным автоматизировано передавать данные (умный счетчик), гибко управлять потреблением (умные приложения) интегрированных в общую систему приборов и оборудования (умный дом).

По классификации Международного агентства по возобновляемым источникам энергии выделяются проекты в области торговли электроэнергией, управления электрической сетью, финансирования проектов, использования экологических сертификатов и эксплуатации зарядной инфраструктуры для электромобилей [3]. В основном инвесторы заинтересованы в проектах, связанных с торговлей электроэнергией. Блокчейн может использоваться для организации децентрализованной торговли как в микросетях, охватывающих, например, несколько кварталов города (Transactive Grid), так и крупных сетях, создающих специальные торговые площадки (Power Ledger, Restart Energy), или в даже в рамках нескольких энергосистем – на внебиржевом оптовом рынке (Enerchain). Проекты позволяют участникам осуществлять торговлю электроэнергией, владеть акциями генерирующих компаний и продавать электроэнергию на рынке. Участники проектов могут использовать «умные контракты», оптимизируя свои расходы или управляя потреблением электроэнергии. Для продавцов использование блокчейна и машинного обучения позволяет создать энергетический портрет потребителей (структуру потребления и реакцию на изменение цен) и перейти к стратегии индивидуальных продаж.

Блокчейн используется в проектах по привлечению инвестиций для строительства НВИЭ, например, Sunflower (права на эксплуатацию мощности солнечных электростанций в Германии и Венгрии), Gimede (полный цикл возврата инвестиций: мощности, торговля, эксплуатация).

Продвижение низкоуглеродной парадигмы экономического роста делает актуальной проблему учета выбросов парниковых газов для каждого экономического агента. Блокчейн позволяет вести учет не только сделок между участниками рынка электроэнергии в платежных целях, но и дополнительно учитывать объем выбросов. Проект Solarcoin формирует экологические сертификаты на выработанную на солнечных электростанциях энергию.

Использование зарядной инфраструктуры электромобилей можно оптимизировать с использованием блокчейна и «умных контрактов» как для зарядки электромобилей, так и хранения электроэнергии в их батареях (Block-Charge, Car eWallet, driv2e).

Классификация проектов достаточно условна, так как, расширяясь, они могут охватывать несколько функций. Крупнейшие проекты, такие как Enerchain, поддерживаемый Enel, RWE и Tennet Holding, предполагают перевести на блокчейн все сделки между участниками рынка электроэнергии.

В целом, технология распределенного реестра самостоятельно не приводит к революционной перестройке электроэнергетического рынка, но позволяет уменьшить транзакционные издержки, повысить надежность системы хранения информации о правах собственности, платежах, потреблении и генерации и интегрировать экологические требования.

В России внедрение блокчейн-проектов в электроэнергетике затруднено из-за значительных административных барьеров входа на рынок, доминирования крупных компаний, неразвитости распределительных сетей. Тем не менее, проекты могут найти применение для микрогенерации (уменьшение потерь в сетях), в изолированных энергосистемах. Также блокчейн может использоваться для сбора информации о различных инцидентах и выстраивания инвестиционной стратегии [4].

### **Список используемой литературы**

1. Жуков С.В., Копытин И.А., Масленников А.О. Экосистема Финтеха: крупнейшие частные криптосистемы // Инновации и инвестиции. 2019. №1. С. 22-37.
2. MINDSMITH, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО Блокчейн в электроэнергетике: ландшафт проектов и инвесторов, 2019
3. IRENA. Blockchain Innovation Landscape Brief, 2019
4. Белкин П.А., Посмаков Н.П., Ростовский Н.С. Применение технологии блокчейн в электроэнергетике как связующей цифровой технологии при переходе на децентрализованную генерацию // Modern High Technologies. 2020. №3. С. 19-24.

## Куджба И.С. Электроэнергетический сектор Швейцарии

В мае 2017 года в Швейцарии состоялся референдум по энергетической реформе. На референдуме победили сторонники отказа от атомных электростанций в пользу перехода на возобновляемые источники энергии. «Зеленый» вектор развития швейцарской энергетики был закреплен в программе «Энергетическая стратегия 2050».

Электроэнергетический сектор в Швейцарии опирается в основном на гидроэнергетику, так как Альпы покрывают почти две трети суши страны, обеспечивая множество крупных горных озер и искусственных водоемов, подходящих для гидроэнергии. Кроме того, водные массы сливаются из швейцарских Альп интенсивно используются Русловой ГЭС. Также немало важное значение для энергетического баланса страны имеет МГЭС.

Установленные мощности электростанций Швейцарии, по состоянию на начало 2018., по данным ENTSO-E, составляли 17,6 млн. кВт, в т.ч.:

ГЭС и ГАЭС – 12,4 млн. кВт;

АЭС – 3,3 млн. кВт;

ТЭС – 0,2 млн. кВт;

ВЭС – 0,06 млн. кВт.

В 2018 г. производство электроэнергии в Швейцарии составило 67,5 млрд. кВт ч (+9,9% к 2017 г.), в т.ч. 55,4% – на ГЭС и ГАЭС, 36,1% – на АЭС, 8,4% – на ТЭС и ВИЭ.

**Таблица 1.**

### Производство электроэнергии, (млрд. кВт ч)

2013	2014	2015	2016	2017	2018
68,3	69,6	66,0	61,6	61,5	67,5

Источник: Bundesamt für Energie.

Крупнейшими компаниями-производителями электроэнергии являются: «АХРО», «ALPIQ», «BKW». Основными собственниками электрогенерирующих компаний являются муниципалитеты и кантоны Швейцарии.

Потребление электроэнергии в Швейцарии (с учетом потерь в сетях, расходов электроэнергии на закачку воды в верхний бьеф на ГАЭС и экспортно-импортных потоков) по итогам 2018 г. составило 57,6 млрд. кВт ч (-1,4% к 2017 году).

В структуре конечного потребления электроэнергии 32,8% приходится на домохозяйства, 30,5% – на промышленность. 29,6% электроэнергии в стране потребляется предприятиями сферы услуг. Доля транспорта в суммарном потреблении электроэнергии в Швейцарии составляет 5,5%, доля сельского хозяйства – 1,6%.

**Таблица 2.**

### Потребление электроэнергии, (млрд. кВт ч)

2013	2014	2015	2016	2017	2018
59,3	57,5	58,2	58,2	58,5	57,6

Источник: Bundesamt für Energie.

В последние годы импорт электроэнергии составил 31,0 млрд. кВт ч (-15,0% к 2017 г.), тогда как экспорт – 32,6 млрд. кВт ч (+5,4%). В международной торговле электроэнергией Швейцария в 2018 г. имела положительное сальдо, составившее 1,6 млрд. кВт ч.

**Таблица 3.****Импорт электроэнергии, (млрд. кВт ч)**

2013	2014	2015	2016	2017	2018
36,2	37,4	42,3	38,0	36,5	31,0

Источник: Bundesamt für Energie.

Основными поставщиками электроэнергии в Швейцарию, являются такие страны как: Германия (52,9% в 2018 г.), Франция (25,0%), Австрия (18,4%) и Италия (3,7%). В то время как экспорт электроэнергии осуществляется в такие страны как: Италия (71,1% в 2018 г.), Франция (12,9%), Германия (12,2%) и Австрия (3,8%).

**Таблица 4.****Экспорт электроэнергии, (млрд. кВт ч)**

2013	2014	2015	2016	2017	2018
38,6	42,9	43,3	34,1	30,9	32,6

Источник: Bundesamt für Energie.

**Список использованной литературы**

1. Bundesamt für Energie . Energy Strategy 2050. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home.html>
2. ENTSO-E. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.entsoe.eu/>
3. BP Statistical Review of World Energy. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://www.bp.com/>
4. IEA. Hydrogen Projects Database.

## Влияние стратегии Энергоперехода на развитие газового рынка Германии и формирование тарифов на электроэнергию

Глобальная энергетическая трансформации, перестройка мировых энергетических систем, переход к широкому использованию возобновляемых источников энергии и вытеснение ископаемых видов топлива - это то, что включает понятие Энергопереход.

Последствия Энергоперехода отразятся в развитии научно-технического прогресса как в традиционной, так и во возобновляемой энергетике; во влиянии на основных стейкхолдеров; в усилении межтопливной конкуренции во всех секторах.

Традиционно одним из лидеров мировой энергетической трансформации является Германия. Именно Германия в 2016 году инициировала реализацию новой энергетической стратегии, получившей название “Energiewende”, включающую комплекс мер, в том числе:

- развитие и поддержка возобновляемых источников энергии (ВИЭ);
- программа закрытия атомных электростанций к 2022 году;
- программа закрытия угольных электростанций к 2038 году;
- реформа электроэнергетики и энергетических рынков.

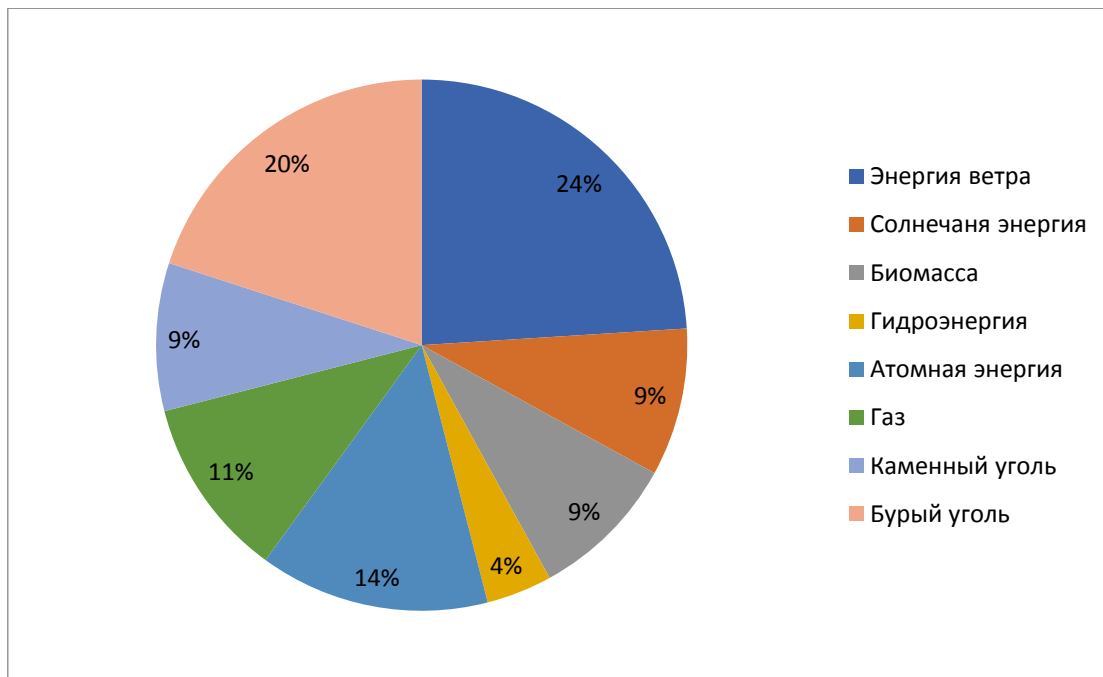
### Реформа немецкой электроэнергетики

До конца XX века в Германии в сфере электроэнергетики действовали вертикально-интегрированные энергокомпании, за которыми признавался статус монополии при энергообеспечении определенных регионов страны.

В 1998 году была принята новая редакция Закона об энергетике, которая имплементировала нормы первой европейской директивы 1996 года об общих правилах внутреннего рынка электроэнергии с требованием обеспечения независимости деятельности сетевых операторов. Начался процесс юридического выделения четырех сетевых операторов из состава крупнейших в стране энергокомпаний - RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall. В результате реформирования были созданы компании Ampiron, TransnetBW, 50Hertz, TenneT, которые в 2009 году были сертифицированы в качестве независимых сетевых операторов (independent transmission operators).

В июле 2016 года стартовала реформа по переходу Германии к «новой» энергетике, получившая название Энергопереход (Energiewende). В рамках реализации Энергоперехода были принят ряд законов: закон о рынке электроэнергии (StrommarktG) (включающий определение свободного ценообразования и введение резерва мощностей на базе угольных ТЭС), закон о цифровизации перехода к «новой» энергетике (Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende) (включающий обязанность крупных и средних потребителей электроэнергии по установке «умных» приборов учета), а также приняты изменения в закон о ВИЭ (касающиеся введения аукционов на строительство крупных и средних станций на ВИЭ).

Структура производства электроэнергии Германии по видам источников приведена на рисунке 1, в скобках приведено изменение значения по отношению к предыдущему году.



**Рисунок 1. Структура производства электроэнергии Германии по видам источников, 2019**

Источник: dw.com, Fraunhofer ISE, 2020.

### **Рынок электроэнергии**

Производство электроэнергии в Германии осуществляется крупными национальными энергокомпаниями и сотнями муниципальных энергокомпаний.

Законом об энергетике не устанавливаются никаких требований по получению специальных разрешений на строительство электростанций. Станциям, работающим на ВИЭ, предоставляется преимущественное право подключения к сети. Порядок подключения к сети и требования к подключаемому оборудованию определены приказом Федерального сетевого агентства (KraftNAV).

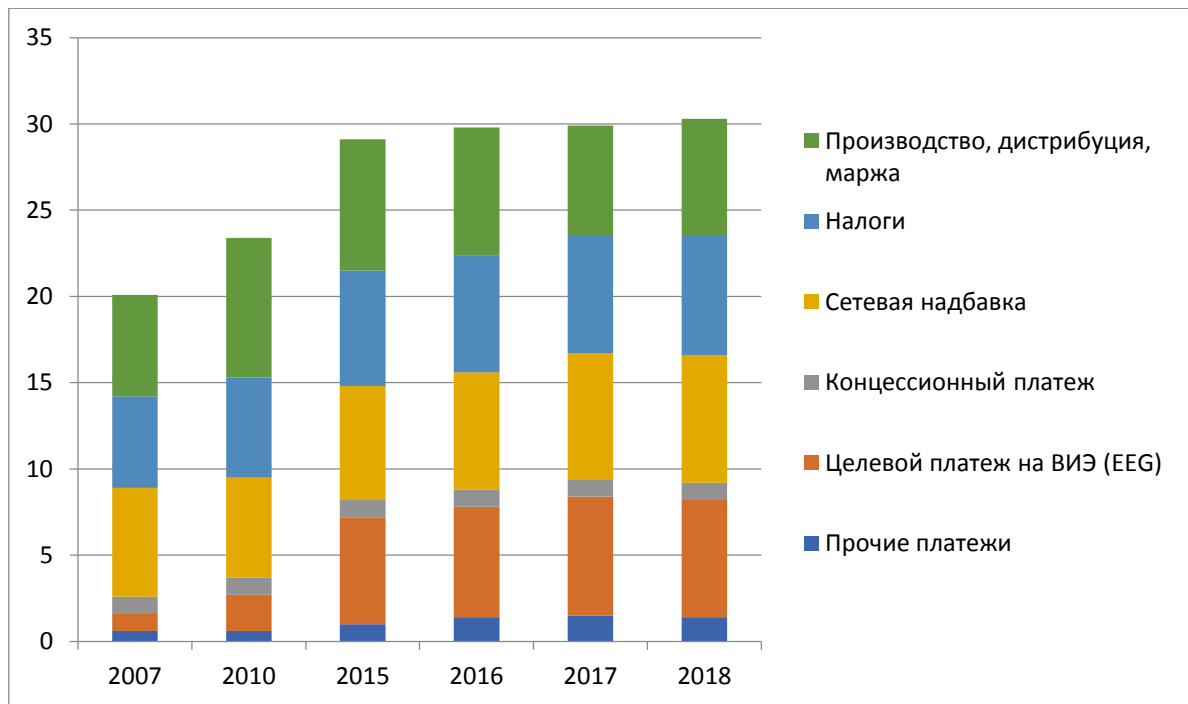
Системные операторы осуществляют передачу электроэнергии по магистральным ЛЭП и осуществляют оперативно-диспетчерское управление в четырех зонах диспетчерского управления.

Распределение электроэнергии реализуется более 880 местными операторами распределительных сетей. Их деятельность в соответствии с нормами европейского законодательства совместима с производством и сбытом.

На каждую зону диспетчерского управления приходится в среднем по 115 сбытовых компаний, работающих на розничном рынке электроэнергии. Сбытовые компании, поставляющие электроэнергию населению, обязаны публиковать цены в открытых источниках.

В Германии не существует тарифного или иного регулирования цен на электроэнергию, реализуемую на оптовом рынке. Цены формируются в соответствии с принятым на бирже механизмом. Оптовая торговля электроэнергией осуществляется через энергетические биржи: EPEX Spot SE и Nord Pool (спотовые рынки), EEX (торговля фьючерсными контрактами на электроэнергию).

Структура цены на электроэнергию для домохозяйств (семья из 4 человек, с ежегодным потреблением 3500 кВт·ч) в Германии приведена на рисунке 2.



**Рисунок 2. Структура цены на электроэнергию для домохозяйств Германии**  
 Источник: BNETZA.

### Газотранспортная сеть Германии

Германия является не только крупным потребителем газа, но и главным транзитным газотранспортным узлом в Европе. Протяженность магистральных газопроводов в стране превышает 25 тыс. км.

Действующая газотранспортная система Германии (Рисунок 3) включает следующие основные магистральные газопроводы:

- MEGAL – субширотный газопровод в Южной Германии, проходящий от города Вайдхауз на границе с Чехией до города Медельсхайм на границе с Францией. Предназначен для транспортировки российского газа в Южную Германию и Францию. Пропускная способность – 22 млрд куб. м в год. Эксплуатацией газопровода занимается консорциум в составе Open Grid Europe и французской GRTGaz;

- MIDAL – соединяет город Эмден с городом Людвигсхафен на юго-западе Германии. Протяженность – 720 км, пропускная способность – 13 млрд куб. м в год. Оператор – Gascade Gas Transport (независимый транспортный оператор в структуре W&G Group (Wingas));

- STEGAL – соединяет город Ольбернау на границе с Чехией и город Рекрод в Центральной Германии. Подключен к газопроводам JAGAL и MIDAL. Предназначен для транспортировки импортируемого российского газа в газотранспортную сеть Германии. Протяженность – 320 км, пропускная способность – 8 млрд куб. м в год. Оператор – Gascade Gas Transport;





**Рисунок 3. Газотранспортная система Германии**

Источник: neftegaz.ru.

- JAGAL – подключен к польскому участку газопровода «Ямал-Европа» и обеспечивает прием российского газа в газотранспортную систему Германии. Маршрут газопровода проходит от компрессорной станции Мальнове, в районе города Франкфурт-на-Одере (граница Германии и Польши), до города Рукерсдорф (Тюрингия), где трубопровод соединяется с системой STEGAL. Протяженность газопровода – 338 км, пропускная способность – 23,5 млрд куб. м в год. Оператор – Gascade Gas Transport;

- NETRA – соединяет город Эмден и город Дорнум (куда поступает импортируемый норвежский и голландский газ) с газопроводом JAGAL в Восточной Германии. Протяженность – 410 км, пропускная способность – 20 млрд куб. м/год. Оператором газопровода является консорциум в составе Open Grid Europe, голландской Gasunie Deutschland Transport Services и норвежской JordgasTransport (независимый транспортный оператор в структуре Equinor);

- WEDAL – соединяет газопровод MIDAL с газотранспортной сетью Бельгии. Протяженность– 320 км, пропускная способность – 4,2 млрд куб. м/год. Оператор – Gascade Gas Transport;

- TENP – служит для осуществления поставок природного газа с месторождения Гронинген в Нидерландах в Германию и далее в Швейцарию и Италию. Может использоваться в реверсном режиме для транспортировки ливийского или алжирского природного газа через территорию Италии в Германию. Протяженность – 500 км, пропускная способность – 15,5 млрд куб. м в год. Совместное управление TENP осуществляют немецкая компания Open Grid Europe (51%) и бельгийская Fluxys TENP (49%);

- NETG, METG и SETG – «Северо-, Средне- и Южнорейнский газопроводы» предназначены для осуществления поставок газа с месторождения Groningen в Нидерландах в рейнско-рурский промышленный район Германии, соединены с газопроводами TENP и MEGAL. Протяженность газопроводов составляет 370 км.

Газотранспортная сеть Германии соединена с газотранспортной сетью Дании и Швеции посредством газопровода DEUDAN протяженностью 110 км. Газопровод

управляется СП DONG Energy (49%), Gasunie Deutschland Transport Services, Open Grid Europe (по 24,99%) и властями г. Эссен (1,02%).

### **Газовые рынки Германии**

До 2005 года в Германии существовало более 20 газовых рынков. Зона рынка - это зона покрытия нескольких операторов междугородной сети и операторов распределительной сети. Рыночные области сопоставимы с торговыми зонами (также называемыми зонами учета), которые упрощают торговлю газом. В пределах рыночной площади транспортные клиенты могут гибко заключать контракты на вход и выход и использовать забронированные мощности. Количество рыночных территорий в связи с новой энергетической реформой значительно сократилось. С октября 2011 года осталось только два действующих газовых рынка (рыночных территорий): NetConnect Germany (NCG) и GASPOOL.

Компания NCG была образована 1 октября 2008 года как совместное предприятие между сетевыми компаниями Bayernets GmbH и Open Grid Europe GmbH. Позднее это сотрудничество было расширено, и в компанию вошли новые акционеры, в результате рыночная площадь увеличилась, что обеспечило большую ликвидность немецкому газовому рынку. Сегодня под эгидой NCG сотрудничают операторы систем Bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH и Thyssengas GmbH, все компании работают в общей рыночной зоне. Трубопроводная система высокого давления в крупнейшей рыночной зоне Германии в настоящее время имеет общую протяженность около 20 000 км и соединяет около 500 сетей.

Компания GASPOOL с 1 октября 2009 года на энергетическом рынке Германии. Компания GASPOOL Balancing Services GmbH является дочерней компанией ведущих немецких операторов газопроводных сетей. Компания отвечает за баланс и контроль управления энергией в районе рынка GASPOOL, а также управляет виртуальной торговой точкой GASPOOL hub. GASPOOL динамично развивающаяся рыночная зона для торговли газом в Германии. Транспортная и торговая зона компании соединяет шесть государств ЕС друг с другом, а также с наиболее важными поставщиками газа в Норвегии и России. Более половины объемов газа, транспортируемого в Германию, проходит через сети в районе рынка GASPOOL.

В настоящее время GASPOOL и NCG обеспечивают оперативную обработку и кооперацию рыночных площадей. На сегодняшний день Gaspool и NetConnect Germany предоставляют два наиболее ликвидных газовых хаба в Европе, что отражается в устойчиво растущих объемах торговли и увеличении коэффициентов перепродажи. Планируется объединить оставшиеся два рынка, чтобы еще больше усилить их конкурентные преимущества и сделать Германию одним из самых ликвидных газовых торговых центров в Европе. Процесс поэтапного объединения рынков можно проследить на специально созданном для этого веб – сайте: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de>.

Проект слияния двух областей рынка в единую зону входа/выхода не позднее 1 апреля 2022 года, который определен законодательными поправками к правилам доступа третьей стороны (Gasnetzzugangsverordnung), принятыми в 2017 году, откроет новый этап развития немецкого газового рынка.

### **Ценообразование в торговле газом**

Цена на газ определяется соотношением спроса и предложения в виртуальной торговой точке. Кроме того, поставщики часто ведут переговоры непосредственно со своими клиентами, при этом также согласовываются другие условия, такие как объем и гибкость условий покупки или возможная индексная связь цены. При условии, что постоянные объемы ввода и продажи жестко определены, участники рынка также могут вести торговлю через биржи. Если нужны дополнительные объемы газа или, наоборот, вы хотите продать избыточное количество, вы можете сделать это с помощью энергетической биржи, например, EEX в Лейпциге.

Для краткосрочной торговли, которая должна обеспечить поставки газа уже на следующий день, доступен, так называемый, спотовый рынок.

Фьючерсный рынок предназначен для поставок газа на конкретную более позднюю дату.

Текущие рыночные цены публично представлены на бирже в любое время, что обеспечивает прозрачность торговли. Биржевые цены часто также служат эталоном для ценовых соглашений между поставщиками газа и их потребителями.

Доступ к сети организуется с помощью "модели входа-выхода" или "модели двух контрактов". Система функционирует в Германии на основе объединения зон нескольких операторов в рыночные зоны. Поставщик договаривается о транспортируемых мощностях и точках входа-выхода, также доступна виртуальная торговая точка. Плата взимается как на точках входа, так и на точках выхода газа. Однако, поскольку подача и отбор не связаны с физическим маршрутом, плата не зависит от расстояния транспортировки. Имеет значение только количество входных и выходных энергетических мощностей, согласованных по контракту.

#### **Концессионный платеж**

Концессионные сборы уплачиваются сетевыми операторами муниципалитетам за пользование муниципальными правами проезда. Муниципалитет и оператор энергосистемы заключают официальное соглашение, устанавливающее точную сумму подлежащих уплате сборов, при этом максимальный размер концессионного сбора указывается в постановлении «О концессионных сборах» (KAV).

В соответствии с разделом 2 (2) Постановления «О концессионных сборах» максимальная концессионная плата, которая должна быть уплачена за снабжение потребителей по тарифам, определяется числом жителей муниципалитетов и целями использования газа. Если газ используется исключительно для приготовления пищи и подогрева горячей воды, максимальная плата колеблется от 0,51 евроцент/кВтч для муниципалитетов с населением до 25 000 жителей до 0,93 евроцент /кВтч для муниципалитетов с населением более 500 000 жителей. Если газ используется для других целей, то концессионные сборы варьируются от 0,22 евроцент / кВтч для муниципалитетов с населением до 25 000 жителей до 0,40 евроцент / кВтч для муниципалитетов с населением более 500 000 жителей. Согласно отчету о мониторинге 2017 года, составленному Bundesnetzagentur и Bundeskartellamt, жители должны были платить среднюю концессионную плату в размере 0,25 евроцент / кВтч.

#### **Налог на добавленную стоимость (НДС)**

Как указано в законе Германии «О налоге на добавленную стоимость», товары и услуги, поставляемые предприятиями клиентам, обычно облагаются налогом на добавленную стоимость. Налог на добавленную стоимость фактически несет потребитель. НДС уплачивается компанией-поставщиком, которая должна уплатить налог в налоговую инспекцию.

Статья 106 (3) закона требует, чтобы федеральное правительство и правительство земель распределяли доходы от налога на добавленную стоимость. Муниципальные органы управления имеют право на получение части этих доходов с 1998 года (статья 106 (5a) Основного Закона). Подробности изложены в законе о распределении доходов.

Поставки газа осуществляются по обычной ставке НДС в размере 19%. Налог взимается с общей суммы, состоящей из платы за производство и реализацию, тарифа за подключение к сети и других установленных государством ценовых компонентов (например, налога на энергию).

В Германии тарифы на закупку газа газораспределительными организациями (ГРО) у газотранспортных компаний состоят из ставки за мощность и товарной ставки. Ставка за мощность подлежит корректировке в соответствии со средним уровнем инфляции, товарная ставка корректируется с учетом изменений цен на легкий мазут (газойль) на основе

публикуемых данных Федерального статистического управления. Тарифы для крупных промышленных потребителей иногда индексируются в соответствии с ценами на тяжелый мазут.

Розничные цены на газ устанавливаются по инициативе ГРО, однако, находятся под наблюдением Федеральной антикартельной комиссии и ее региональных отделений. Эти органы государственной власти проводят сравнительный анализ цен ГРО и имеют право потребовать их снижения в случае, если цена оказывается необоснованно завышенной. В этих случаях для сохранения объемов выручки ГРО остается только добиваться снижения издержек.

Цены (тарифы) на закупку газа крупными промышленными потребителями можно разделить на три группы:

- тарифы с единой ставкой за единицу объема газа,
- тарифы с постоянной и переменной товарной ставкой,
- тарифы с пиковой и товарной ставкой.

Первая система тарифов на газ применяется, как правило, для крупных промышленных потребителей, имеющих высокий коэффициент нагрузки. Тарифы с постоянной ставкой и переменной товарной ставкой применяются обычно для малых промышленных потребителей.

Между ГРО и крупными промышленными потребителями заключаются индивидуальные договоры на поставки газа по свободным ценам. Как правило, такие договоры заключаются с предприятиями с годовым уровнем потребления более 1 ГВт-ч.

В целом, в основе германской системы ценообразования лежит допущение о том, что конкуренция между газом и нефтепродуктами обеспечивает адекватное ценовое регулирование на энергетическом рынке. За разумным уровнем публикуемых розничных тарифов ГРО следит Федеральная антикартельная комиссия.

#### **Новые факторы риска и перспективы развития газового рынка**

В условиях, когда мировая экономика переходит к периоду глобальной рецессии, для многих стран Европы, в том числе и Германии крайне выгодным может оказаться процесс формирования сверхнизких цен на газ, который стремительно ускорился под влиянием новых факторов.

Распространение коронавируса нанесло сокрушительный удар по рынкам традиционных углеводородов. Газовый рынок также оказался среди пострадавших от резкого сокращения спроса, кроме того, следует учитывать двойное давление на рынок традиционного газа, находящегося помимо кризиса спроса под прессингом стремительного роста предложения СПГ.

В условиях временного «выключения» Китая (первого попавшего под удар вируса и резко сократившего потребление энергоресурсов) необходимость сбалансировать рынок газа вновь ложится на европейские рынки, и, в том числе, на рынок Германии. Однако возможности Европы по принятию и хранению газа ограничены. На текущий момент газовые хранилища Европы заполнены газом на треть больше по сравнению с прошлым годом. Для того чтобы не допустить достижения сверхнизких цен на газ, компаниям - производителям придется пойти на сокращение поставок, что будет вести к увеличению внутренней конкуренции между производителями и снижению маржинальности.

С другой стороны, в условиях сверхнизких цен на газ, с учетом огромных затрат на поддержание предприятий и собственных граждан, в рамках многочисленных программ, реализуемых для поддержки бизнеса в условиях коронавируса федеральным правительством, дешёвый газ может оказаться весьма привлекательным активом.

Другими словами, в условиях рецессии мировой экономики, европейским государствам вновь придется задумать о целесообразности собственных дорогих проектов в области энергетики. На одно из первых мест выйдет вопрос, станет ли возможным

продолжать процесс столь активного инвестирования сектора НВИЭ в условиях посткоронавирусного экономического кризиса.

Можно предположить, что в условиях реализации Энергоперехода, низкие цены на природный газ приведут к пересмотру инвесторами потенциала природного газа в сравнении с альтернативными источниками энергии.

### Список использованной литературы

1. Газовые рынки Германии - Gaspool и NCG - договорились о слиянии. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <http://www.finmarket.ru/news/4804677>
2. Деловой журнал Neftegaz.ru - [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://neftegaz.ru/>
3. Кириченко А.Б. Новая реальность для глобального газового рынка: фаза супернизких цен - [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://oilcapital.ru/article/general/31-03-2020/novaya-realnost-dlya-globalnogo-gazovogo-rynka-faza-supernizkih-tsen>
4. Мельникова С.И., Яковлева Д.Д. Энергетика Германии: череда парадоксов//Энергетический вестник России, №10, 2018, с.18-27. [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: [https://www.eriras.ru/files/energetika\\_germanii\\_-\\_chereda\\_paradoksov.pdf](https://www.eriras.ru/files/energetika_germanii_-_chereda_paradoksov.pdf)
5. Немецкое объединение, наблюдающее за деятельностью газового рынка Германии. [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.fnb-gas.de/#>
6. Новости и аналитика о Германии, России, Европе, мире.- [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.dw.com/ru/темы-дня/s-9119>
7. План развития газового рынка Германии до 2028года. [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: [Netzentwicklungsplan Gas, 2018-2028](#)
8. План развития электросетевого хозяйства. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de>
9. Отчет по энергетическому мониторингу. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2017/20112017\\_Monitoring2017.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2017/20112017_Monitoring2017.html)
10. Официальный сайт NCG. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.net-connect-germany.de/en-gb/>
11. Официальный сайт Gaspool. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.gaspool.de/en/company/careers/>
12. Официальный сайт Fraunhofer ISE - [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/>
13. Сайт Министерства Энергетики Германии. [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.bmwi.de/>

[apopadko@gmail.com](mailto:apopadko@gmail.com)

## **Трудноизвлекаемая нефть как перспектива развития нефтегазовой отрасли России**

Углеводороды, являясь частью национального богатства России, составляют базис ее экономики. На сегодняшний день трудно сказать, какое будущее ожидает традиционные энергоресурсы. Экономические последствия пандемии коронавируса сильно ударили по нефтяному бизнесу. Спрос резко снизился, хранилища переполнены, цены на морские перевозки выросли. Угроза остановки производства побудила мировых лидеров сократить уровень добычи нефти. Но масштаб кризиса перечеркнул их усилия, и они не смогли остановить падение цены на нефть. Закрытие предприятий стало реальностью, это наихудший сценарий для отрасли.

В настоящей статье мы коснемся разработки традиционных залежей углеводородов, но сосредоточимся, в основном, на перспективах разработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

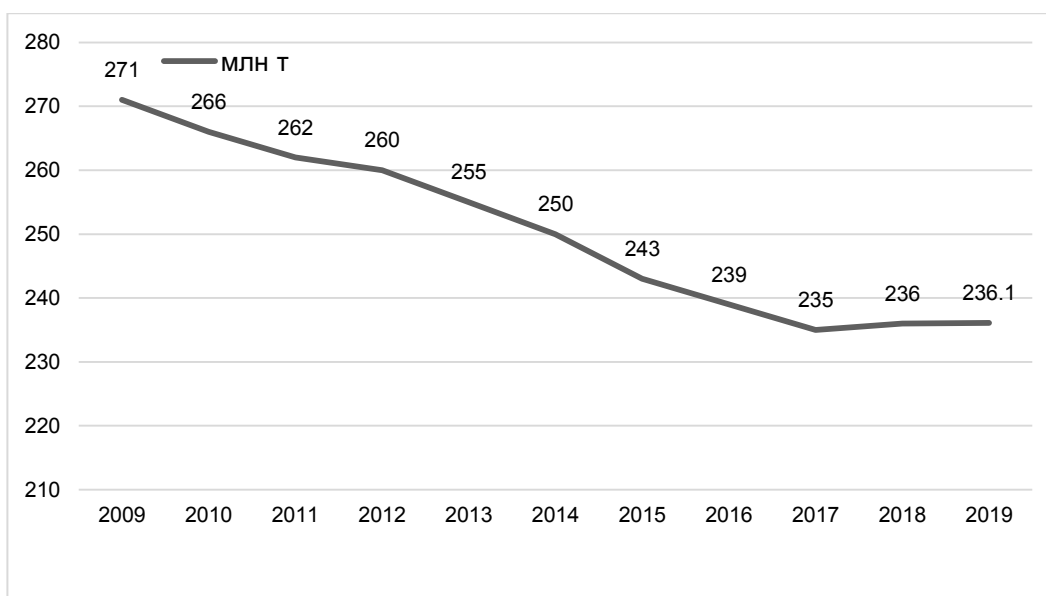
### **Разработка традиционных залежей нефти и газа**

Что касается разработки традиционных залежей углеводородов, то эти запасы весьма привлекательны, поскольку находятся в районах промысла с развитой инфраструктурой, что позволяет экономить существенную часть капитальных и эксплуатационных затрат. Однако геологоразведка традиционных запасов при высоких затратах малоэффективна, поскольку приводит к открытию сравнительно мелких месторождений. Ежегодно открывается около трех десятков новых месторождений, но большинство из них по запасам не превышают 1 млн тонн. Более того, в Западной Сибири в предыдущие годы было открыто более 200 новых месторождений, которые не разрабатывались по причине низкой или отрицательной рентабельности даже при цене более 100\$ за баррель[1].

Добыча в крупнейшей нефтегазоносной провинции Западной Сибири – Ханты-Мансийском округе падает уже несколько лет подряд (рис.1). Тем не менее, на многих малых месторождениях в старых нефтегазодобывающих районах добыча ведется и будет вестись. Развивающиеся технологии обеспечат постепенное увеличение нефтеотдачи и освоение все более трудно извлекаемых запасов. К тому же почти двукратная девальвация российского рубля в 2014-2015 гг. существенно поддержала российских нефтяников. Но сохранить добычу в стране на столь высоком уровне за счет этих месторождений не удастся.

На рисунке 1 видно, как в период с 2009 по 2017 года уровень добычи падает. Однако в 2018 году объем добычи вновь вырос. Губернатор Ханты-Мансийского автономного округа-Югры Наталья Комарова охарактеризовала данный факт следующим образом: "Впервые за 10 лет прогнозируемые объемы добычи нефти в Югре по итогам 2018 года на уровне прошлого года. Стабилизация объемов добычи нефти - важный результат. Специальные налоговые режимы позволили выйти на рекордные показатели эксплуатационного бурения, адресные административные меры способствовали ускоренному вводу месторождений в промышленную эксплуатацию"[2].

По ее словам, на повышение эффективности отрасли работали проекты по внедрению цифровых и бережливых технологий, в частности, проект ПАО «Газпром нефть» «Бажен». "Отмечу реализуемый совместно с Минэнерго РФ и Минпромторгом России, компанией "Газпром нефть" проект "Бажен". Его цель - обеспечение рентабельного освоения Баженовской свиты с применением отечественных технологий и оборудования. В соответствии с меморандумом, подписанным в этом году с Минпромторгом России, планируется заключение специальных инвестиционных контрактов для ускоренной реализации проекта", - добавила Комарова"[2].



**Рисунок 1. Динамика добычи нефти на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры**

Источник: Составлено автором на основе [3 - 5].

За 11 месяцев 2019 года на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры было добыто 216 млн т нефти. Месторождения истощаются и обводняются – на гигантах Самотлоре и Приобском извлекаемая на поверхность смесь состоит лишь на 10% из нефти, а в остальном представляет из себя воду и грязь. Новые запасы, которые ставят на госбаланс, из года в год становятся всё хуже, рассказал Сорокин, заместитель Министра энергетики: «Большая доля, почти половина запасов сейчас нерентабельна в текущих условиях»[6].

Критическая точка для бюджета с резким сокращением доходов, наступит в 2025 году: к этому моменту придется от традиционных запасов переходить к запасам трудноизвлекаемой нефти, добыча которой существенно дороже.

#### **Трудноизвлекаемые запасы углеводородов: понятие и классификация**

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) нефти и газа – запасы месторождений, залежей или отдельных их частей, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими её свойствами (сосредоточены в залежах с низкопроницаемыми коллекторами и вязкой нефтью). Понятие ТРИЗ имеет различные трактовки, в приказе Минприроды РФ от 1998 года приведена следующая: «Трудноизвлекаемыми запасами следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами» "[7].

В 1994 году академики РАЕН Н. Лисовский и Э. Халимов впервые классифицировали ТРИЗы по группам на основе граничных значений базовых геологических и технологических параметров и степени удаленности от существующих центров нефтегазодобычи[8]:

- аномальная по характеристикам нефть;
- низкопроницаемые коллекторы;
- нефть выработанных месторождений;
- нефть низкопродуктивных пластов;
- удаленность от инфраструктуры.

К категории трудноизвлекаемых запасов относятся и запасы на большой глубине в ачимовских и тюменских пластах Западной Сибири, запасы в глинистых отложениях

(Ставрополье) и Баженовской свите (Западная Сибирь), сильно выработанные месторождения с битуминозной нефтью (Урало-Поволжье, Татария). Общая доля трудноизвлекаемых запасов в общей структуре сырьевой базы может быть оценена приблизительно в 60%.

Большинство крупных компаний предпочитают вырабатывать так называемые активные запасы, которые не требуют повышенных затрат. На 30-40% качественных запасов приходится 70-75% добычи, а на 60% "трудных" запасов — только 25-30% добычи. На фоне этого можно предположить, что в ближайшем будущем российским нефтяникам придется иметь дело в основном с трудноизвлекаемыми запасами.

#### **Технологии разработки нетрадиционных запасов**

Нетрадиционные залежи, в отличие от традиционных, находятся в плотных породах-неколлекторах, в которых микроскопические поры с нефтью или газом не сообщаются между собой. Поэтому бурение скважины в эти пласты не приводит к притоку углеводородов. Для извлечения нетрадиционных запасов применяют специализированные технологии.

В основном, это использование гидроразрыва пласта (ГРП) как главного средства «вызволить» нефть или газ из изолированных микроскопических пор в плотной породе. Для этого первоначально бурят вертикальную скважину до целевого пласта. По мере приближения к нему траекторию ствола скважины постепенно меняют, чтобы в целевой пласт скважина вошла горизонтально или почти горизонтально. Затем бурят горизонтальный участок ствола длиной от нескольких сотен метров до 2-5 километров. После мероприятий по укреплению ствола скважины в пласт под большим давлением закачивают смесь воды, песка и вспомогательных реагентов. Причем давление закачки настолько велико, что в какой-то момент превышает предел прочности окружающих скважину плотных пород, в результате чего появляются протяженные трещины вокруг горизонтальной части ствола. Эти трещины соединяют изолированные до того поры, в которых содержались нефть или газ, в результате чего они становятся доступными для добычи. Но для того, чтобы начать добычу, нужно теперь откачать из скважины жидкость на поверхность. А чтобы трещины не закрылись, содержащийся в жидкости песок, осевший в трещинах (или специальные мелкие гранулы - проппант), служит далее своеобразной «распоркой», защищающей трещину от схлопывания.

Операций ГРП может быть несколько, они выполняются последовательно, начиная от дальней части ствола. По мере истощения добычи в дальней зоне переходят к ближней и т.д. Такой ГРП называют многостадийным или многоступенчатым. Собственно, эта технология и обеспечила в США «сланцевую революцию», последствия которой мы наблюдаем сегодня. Если в 2005 году США обеспечивала 60% своих потребностей в нефти за счет импорта, в 2015 году примерно 20%[9].

«Сланцевые» технологии добычи вызывают огромные протесты экологов по всему миру, в том числе и в США, и эти претензии отнюдь не безосновательны. При бурении горизонтальных скважин и использовании технологий ГРП растет сейсмоактивность в связи с изменением структуры недр, с высокой вероятностью загрязняются грунтовые воды, поверхностные воды и почвы, в атмосферу выбрасывается метан. Технология требует огромных запасов воды. Для одного ГРП используется от 5000 до 20000 тонн смеси воды, песка и химикатов. Вблизи месторождений скапливаются большие объемы отработанной загрязненной химическими веществами воды. Компании, опасаясь штрафов, стали уделять гораздо больше внимания экологии и тратить на это немалые деньги, повышая и без того высокую себестоимость добычи. Но, как бы там ни было, из тысяч действующих промыслов по экологическим причинам закрыты единицы, и «сланцевые» углеводороды как источник сырья уже не исключить из энергопотребления человечества, поскольку ресурсы их действительно велики.



## **Перспективы добычи трудноизвлекаемой нефти в России**

Технологический рывок в «сланцевой» добыче не мог остаться незамеченным и в других странах, в том числе и в России. Однако долгое время считали, что нам достаточно традиционных запасов нефти и газа, чтобы заниматься еще и дорогостоящей сланцевой добычей. И это было справедливо, но с некоторыми оговорками. Во-первых, во многих традиционных нефтегазовых районах немало месторождений перешло в режим падающей добычи. При этом уже созданная там инфраструктура с моногородами, в которых для населения нет другой работы, могла бы быть с успехом использована в отдельных случаях и для добычи углеводородов из более глубоких горизонтов. И даже в случае нулевой рентабельности, решалась бы социально значимая для региона задача. Во-вторых, технологии ГРП весьма полезны при добыче трудноизвлекаемых запасов на многих уже разрабатываемых «несланцевых» российских месторождениях, так как позволяют зачастую заметно увеличить коэффициент нефтеотдачи. В-третьих, оказалось, что по ресурсам нетрадиционных запасов Россия занимает одно из первых мест в мире, и этот факт никак нельзя игнорировать с учетом будущего.

ООО «РИТЭК» (Научно-технический полигон ПАО «ЛУКОЙЛ») в предыдущие годы развивала термические методы добычи нефти из сланцев, они действенны для добычи тяжелых и вязких нефтей, но не очень эффективны при добыче легкой нефти. Также существуют различные варианты вытеснения нефти парогазовыми смесями, но все эти методы далеки до применения в промышленных масштабах, обеспечивающих рентабельную добычу.

Минприроды готовит базу для развития технологий добычи трудноизвлекаемой нефти в России. У Министерства осталось чуть более 400 лицензий на разработку месторождений. Большинство – около 390 – относятся к мелким и очень мелким, а единственное крупное – Ростовцевское – находится на территории природного заказника.

Поэтому в ведомстве решили дополнительно стимулировать разработку нетрадиционных запасов сырья и создать отдельный вид пользования недрами – специальные полигоны. Там будут тестировать новые методы добычи ТРИЗов, говорится в подготовленных Минприроды поправках к закону «О недрах» [10].

Государство уже предоставляет льготы при добыче «трудной» нефти. К примеру, нефтяным компаниям не нужно уплачивать налог на добычу ископаемых. Тем не менее нефтяники лишены стимулов для апробации собственных технологий. Провести такие испытания на месторождениях они могут только при условии покупки полноценной лицензии на добычу нефти.

По предложению Минприроды, тестовые полигоны будут распределяться по заявкам нефтяных компаний. В этом случае разрешение на апробацию новых технологий можно выделить из уже имеющейся лицензии на разработку месторождения. Второй вариант – получить полигон на конкурсной основе. Победитель будет определяться исходя из компетенций и научной подготовки.

В обоих случаях лицензию дадут бесплатно. При использовании полигона компания будет освобождена от регулярных платежей за разведку недр и налогов на добычу нефти.

Срок пользования полигоном – до 7 лет с пролонгацией еще на три года, по истечении этого времени тестовая часть месторождения может быть отнесена к общей лицензии на него.

В целях стимулирования разработки новых месторождений и рационального недропользования с 1 января 2019 г. введен новый режим налогообложения - налог на дополнительный доход при добыче углеводородного сырья, который будет осуществляться в тестовом режиме на отдельных участках недр, расположенных как в традиционных, так и новых регионах нефтедобычи[11]. Режим налога на дополнительный доход при добыче углеводородного сырья предполагает снижение суммарной величины налогов, зависящих от валовых показателей (налог на добычу полезных ископаемых и экспортная пошлина на

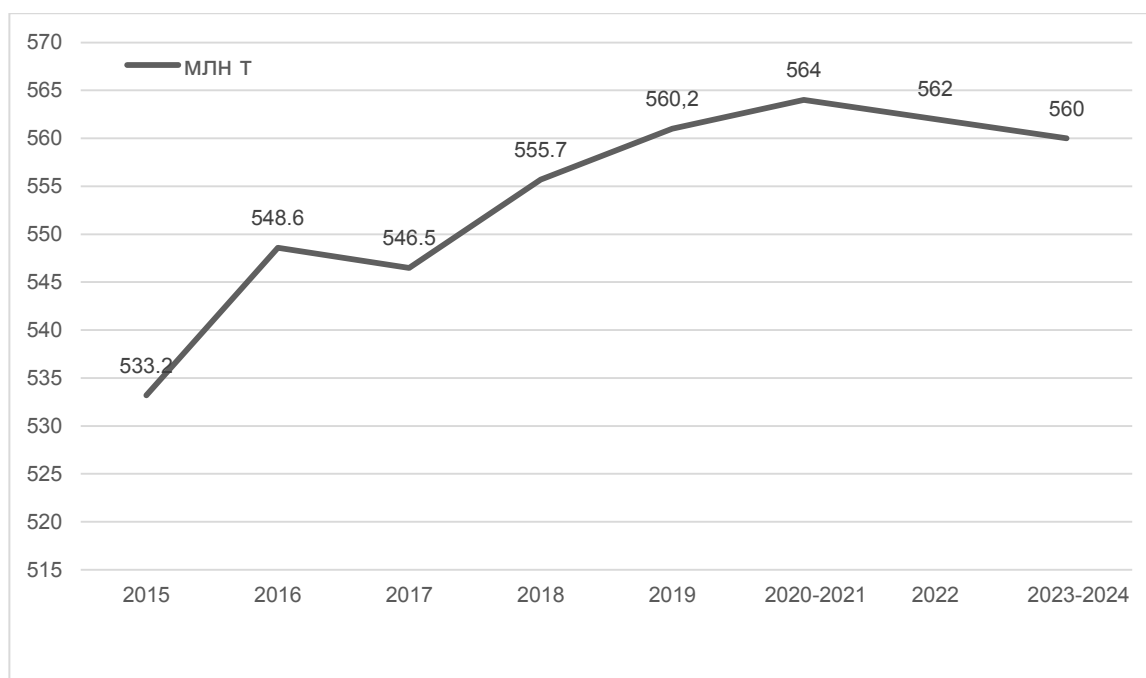
нефть), и введение налогообложения дополнительного дохода от добычи нефти, величина которого определяется за весь срок инвестиционного проекта при разработке конкретного участка недр, а уровень налоговых изъятий зависит от величины расчетного денежного потока от деятельности по разработке участка недр с учетом фактических цен на нефть и затрат на ее добычу.

Однозначного ответа на вопрос, сколько стоит добыча нефти из сланцевых и других плотных пород, нет. Такой вывод следует из исследования North American Resource Value канадской консалтинговой фирмы Rodgers Oil&Gaz Consulting и подкрепляется большой гаммой различных оценок, которые встречаются в публикациях[12]. Причина связана с тем, что себестоимость добычи и прибыльность проекта определяются большим количеством факторов: начальными извлекаемыми ресурсами, производительностью скважины, районом добычи, налогами и т.п. В среднем для 15 основных плеев в США себестоимость добычи сланцевой нефти составляет 30 долларов за баррель, в Канаде – 35 долларов за баррель. С учетом налогов цена безубыточности оценивается в 63 доллара за баррель в среднем в США и 54 доллара за баррель в Канаде[12]. Разница связана с различиями трех основных параметров, влияющих на экономические показатели: в США средняя скважина вдвое глубже, конечное извлечение нефти из скважины втрое больше, а налоги выше, чем в Канаде.

Почему же важно развивать добычу трудноизвлекаемой нефти в России? Пик добычи в России может быть пройден уже в 2021 году, сообщил замминистра энергетики Павел Сорокин[6]. Если не предпринимать мер, через три года начнется неуклонное падение, которое к 2036 достигнет 40% - до 339 млн тонн в год; в Западной Сибири, где нефть – легкая и с низким содержанием серы, добыча сократится почти вдвое, предупредил он. Проблема не только в объеме, но и в качестве.

Объем добычи нефти в России в 2019 году повысился на 0,8% по сравнению с 2018 годом и составил 560,2 млн тонн. Оценки добычи на период до 2025 года также пересмотрены: на 2020–2021 годы — до 564 млн тонн, на 2022 год — до 562 млн тонн, на 2023–2024 годы — 560 млн тонн (рис.2).

Скорее всего эти прогнозные цифры будут меняться в связи с пандемией и спровоцированным ею кризисом.



**Рисунок 2. Динамика и прогноз добычи нефти в Российской Федерации**  
Источник: Составлено автором на основе [13 - 14].

В результате собирать с нефтяной отрасли прежний объем налогов будет уже невозможно. И чтобы предотвратить падение добычи, потребуются предоставление льгот. В базовом сценарии к 2036 году нефтяные доходы федерального бюджета снизятся на 40%, подсчитал Минфин России в «Бюджетном прогнозе РФ на период до 2036 года»[15]. В базовый сценарий Минфин закладывает цену от 50 до 60 долларов за баррель и плавное снижение рубля – до 75 за доллар через 17 лет. Но опять же, что будет после нового витка сделки ОПЕК+?

Компенсировать истощение запасов дешевой, легкой в добыче и рентабельной нефти, бюджету придется за счет всех прочих секторов экономики: нефтегазовые доходы должны вырасти на 60%, сборы НДС – вдвое, общая налоговая нагрузка на несырьевой сектор – с 26,9% до 28% ВВП. Чтобы избежать этого, необходимо своевременно развивать добычу из нетрадиционных коллекторов.

«По итогам 2018 года Россия добыла 555,9 млн тонн нефти и газового концентрата. Это почти на 2% больше, чем в 2017-м. Чтобы обеспечить конкурентоспособность страны на мировом энергетическом рынке, нам необходимо в долгосрочной перспективе до 2030–2035 годов как минимум сохранить этот уровень добычи: примерно такие показатели заложены в энергетической стратегии. При этом предполагается, что объём добычи ТРИЗов до 2035 года увеличится почти вдвое: с 10%, которые у нас есть сейчас, до 20%» - отмечает директор департамента государственной энергетической политики Министерства энергетики РФ Алексей Кулапин[16].

Еще две причины, по которым важно развивать добычу трудноизвлекаемой нефти – это удовлетворение растущего спроса на нефть и поддержание уровня экспорта.

Как видно на рисунке 3, спрос на нефть в мире увеличится к 2025 году на 6,8% относительно показателя в 2018 году до 103,5 млн баррелей в сутки, отмечает Международное энергетическое агентство (МЭА)[17]. При этом спрос на нефть в развивающихся странах будет расти каждый год на 900 тысяч баррелей в сутки. К 2040 мировой спрос увеличится на 9,8% до 106,4 млн баррелей в сутки, отмечает МЭА.

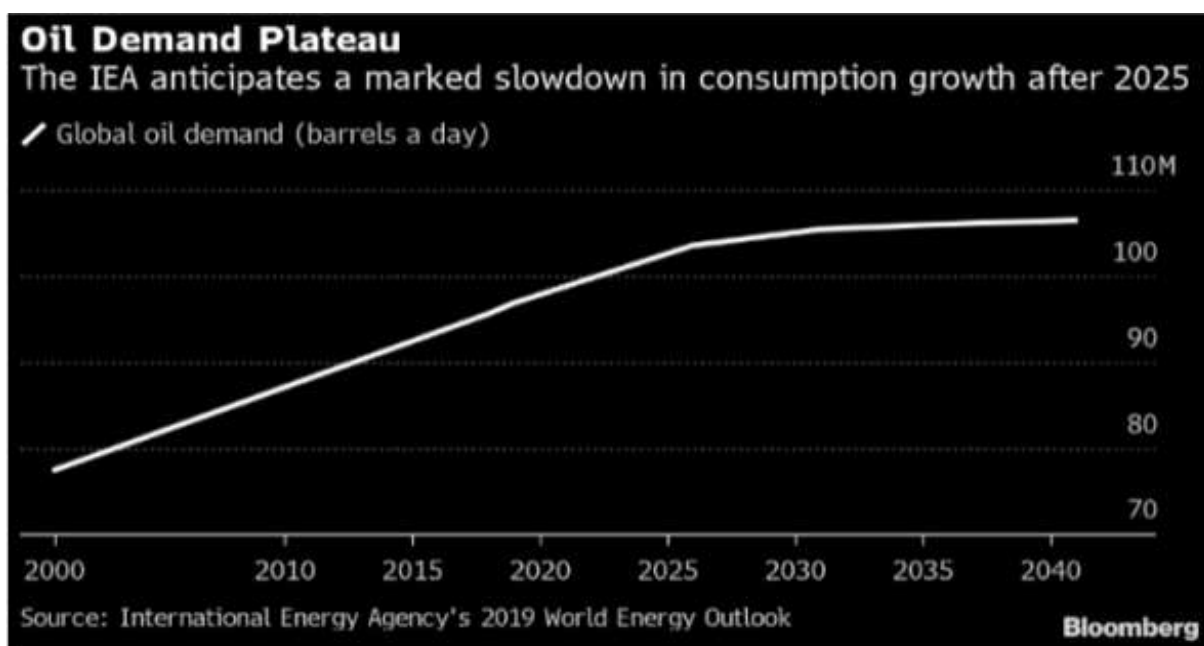


Рисунок 3. Мировой спрос на нефть (плато спроса)

Источник: ежегодный обзор Международного энергетического агентства (МЭА) World Energy Outlook [17].

Экспорт нефти из России в январе-августе 2019 года вырос на 2,4% в годовом выражении и составил 173,4 млн тонн, как показали данные Росстата, включая данные о взаимной торговле со странами ЕАЭС[18].

В России спрос на нефть вырастет с 3,2 млн баррелей в сутки в 2018 году до 3,4 млн баррелей в сутки в 2025 году, а в 2025-2030 годах спрос будет держаться на уровне 3,4 млн баррелей в сутки. По мнению экспертов добыча нефти из традиционных источников в России после 2018 года будет постоянно снижаться. Так, если в 2018 году показатель составил 11,5 млн баррелей в сутки, то в 2025 году он снизится до 11,1 млн баррелей в сутки, а к 2040 г. – до 9,4 млн баррелей в сутки. Для компенсации падения добычи необходимо переходить к разработке ТРИЗ.

### **Баженовская свита как объект стратегического значения. Проекты российских нефтегазовых компаний**

В общероссийской добыче нефти доля ТРИЗ в настоящий момент невелика, но она постоянно растет, а потенциальный объем добычи трудноизвлекаемых запасов фантастический — до 200 млрд тонн нефти.

67% «трудной» отечественной нефти сосредоточено в баженовской и тюменской свитах, а также в ачимовской толще в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО). Стратегическое значение для России имеют отложения баженовской свиты (БС), запасы здесь могут составлять до 120 млрд тонн нефти, это примерно в пять раз больше, чем запасы месторождения Баккен в США[19].

Отложения БС являются аналогом нефтеносных сланцев, но отличительной особенностью является то, что процесс преобразования органического вещества в нефть еще не завершен. Поэтому в коллекторе наряду с легкой нефтью содержатся углеводороды непосредственно в составной породообразующей части породы, называемой керогеном.

Отложения БС распространены в центральной части Западно-Сибирской низменности на площади более 1 млн км<sup>2</sup>. Они залегают на глубине в среднем 2500-3000 м, толщина колеблется в пределах от 10 м в окраинных частях до 44 м в наиболее погруженных частях фундамента платформы. В зонах развития аномальных разрезов БС толщина может достигать 100 м. Температура пласта по площади изменяется от 80°C до 134°C. Суммарные геологические ресурсы нефти в БС оцениваются в размере 0,8-2,1 трлн тонн. Органическая часть этой свиты представлена двумя формами:

1. Жидкими углеводородами – легкой нефтью со средним содержанием 7,2% от объема породы;
2. Керогеном со средним содержанием 23,3% от объема породы.

Вплоть до 2013 года активным изучением баженовской свиты занимались лишь единичные российские компании. Ситуация изменилась коренным образом, когда на фоне сланцевой революции в США (внедрения новых технологий добычи «трудной» нефти в начале 2000-х) интерес к баженовской свите вспыхнул вновь. Возникло сразу несколько альянсов между крупными отечественными и западными предприятиями. Но после введения западных санкций они все были приостановлены или аннулированы. США наложили прямой запрет на экспорт технологий для разработки баженовской свиты. По сегодняшний день подбором ключей к этому месторождению активно занимается компания ПАО «Газпром нефть».

По мнению академика А.Э. Конторовича, отнюдь не вся БС пригодна для применения ГРП, а только ее верхняя часть, состоящая из достаточно плотных упруго-пластичных пород, которые знаменитый сибирский геолог, член-корр. РАН И.И. Нестеров назвал в свое время баженидами[1].

Российские нефтяные компании работают над методами, которые позволили бы применять ГРП в максимально эффективном режиме. К примеру, «Газпром нефть» проводит моделирование геометрии трещин с помощью специально созданного программного обеспечения и цифровых моделей — это позволяет заранее определить, в какую сторону и как сильно треснет скважина. Состояние уже готовых трещин держат под постоянным наблюдением с помощью инструментальных сейсмических методов. Труд по-настоящему хирургический — компании приходится вести бурение на участках с минимальной проницаемостью пластов в 0,1 миллидарси (дарси — единица проницаемости пористых сред, приближенно равная 1 квадратному микрометру).

Сегодня для повышения эффективности, точности решений и сроков реализации проектов нефтяные компании используют весь арсенал цифровых технологий — от BigData и искусственного интеллекта до блокчейн и создания цифровых двойников месторождений, заводов и скважин. И практически все эти решения «Газпром нефть» применяет при разработке баженовской свиты — от геологоразведочных работ и исследования пласта до строительства высокотехнологичных скважин и проектирования инфраструктуры актива.

Для повышения эффективности «Газпром нефть» реализует свыше 500 цифровых проектов и инициатив. Уже сегодня благодаря применению когнитивных технологий на ранних этапах освоения актива удастся оптимизировать 70–80% рутинных операций геологов, а цифровые продукты позволяют кратно ускорить анализ данных керна, исследований скважин, данных сейсморазведки.

Искусственный интеллект используется при поиске нефтенасыщенных интервалов на месторождениях, экспертные системы подсказывают оптимальные траектории размещения километровых горизонтальных скважин в 2–3-метровых пластах, а также позволяют просчитывать тысячи сценариев комплексных проектов развития активов, выбирая наиболее эффективный.

Проекту «Газпром нефти» по разработке технологий освоения баженовской свиты Минэнерго России присвоило статус национального. На территории ХМАО — Югры «Газпром нефтью» создано дочернее общество «Технологический центр «Баженов» [20], на базе которого объединяются ресурсы научного, отраслевого и бизнес-сообщества, а также государства для создания технологий рентабельной добычи нетрадиционных запасов углеводородов баженовской свиты. Попытки найти пути к баженовским сокровищам уже неоднократно предпринимались разными компаниями по отдельности, и все они оказались безрезультатны. Новый подход предполагает решение стратегической для всей отрасли задачи — совместно. И к созданному «Технологическому центру «Баженов» уже присоединились свыше 20 различных организаций из России и других стран: это нефтяные компании, научно-исследовательские и сервисные организации, производители промышленного оборудования. Именно они вместе и будут ковать тот самый технологический прорыв, который позволит России в будущем оставаться одним из крупнейших игроков на международном нефтяном рынке.

Представители ПАО «Газпром» подчёркивают, данные с технологического полигона говорят о том, что промышленная технология добычи баженовской нефти может быть создана. Есть даже конкретные временные вехи: к 2021 году здесь намерены создать технологию, а к 2025-му — сделать её рентабельной [21]. Уже получены положительные результаты. Время бурения удалось снизить с 58 до 38 суток. Гидроразрыв пласта тоже удалось ускорить: если раньше быстрее, чем за 48 часов, одну стадию проводить не получалось, то сегодня средний показатель — уже 24 часа. А лучший — и вовсе 8 часов. На сегодняшний день пробурено уже 20 высокотехнологичных скважин, подтвердивших эффективность гидроразрыва для баженовской свиты и, как следствие, её потенциальную продуктивность. Стадий гидроразрыва пласта — 15; рекорд по срокам бурения скважины — 35 суток; длина горизонтальной скважины без использования роторной управляемой системы —

1500 м; промышленные притоки нефти – до 70 тонн в сутки[21]. Всё говорит о том, что цель достижима.

По предварительным прогнозам, к 2025 году объем добычи нефти из баженовской свиты может достичь 10 млн тонн в год. К 2027 году «Газпром нефть» намеревается пробурить на «бажене» более 1000 скважин с проведением многостадийного ГРП. В ближайшие три года «Газпром нефть» планирует направить свыше 25 млрд рублей на программу освоения баженовской свиты. Потенциально в рамках проекта может быть создано 16000 рабочих мест, а общий объем рынка технологий и оборудования к 2025 году составит 300 млрд рублей в год.

Технологии, разрабатываемые в рамках национального проекта:

- технологии бурения горизонтальных скважин;
- оборудование термохимического воздействия;
- технологии многостадийного гидроразрыва пласта;
- программные комплексы;
- оборудование сбора и подготовки продукции;
- оборудование гидроразрыва пласта;
- геофизические приборы.

«Чтобы ввести в промышленную разработку запасы баженовской свиты, нам нужно удельно снизить стоимость извлечения одной тонны нефти с 30 тыс. рублей до 8,5 тыс. рублей. За счёт каких внутренних ресурсов мы можем решить эту задачу? Речь идёт об изменении модели рынка. Здесь задействовано большое количество сервисных компаний с другим фокусом взгляда и с другой моделью ведения бизнеса. И для решения таких задач необходим запуск крупного федерального проекта» - отметил Алексей Кулапин[16].

Первая полученная «трудная» нефть из баженовской свиты в 2017 году в России стоила примерно \$95 за баррель, сейчас специалистам ПАО «Газпром нефть» уже удалось снизить её себестоимость до \$60 за баррель. К 2021 году компания планирует создать промышленную технологию разведки и добычи и достигнуть показателя себестоимости добычи \$40 за баррель.

По мнению специалистов, достижение этой планки позволит ввести запасы баженовских горизонтов в промышленную разработку и сделать её максимально рентабельной. Коммерческую добычу баженовской нефти планируется начать уже в 2025 году, к этому моменту за счёт развития сервисного рынка в России стоимость её может снизиться до \$30 за баррель.

### **Заключение**

Технологический задел, который страна может получить при освоении баженовских месторождений, способен серьезно продвинуть вперед не только нефтедобывающую отрасль, а также способствовать созданию новых рабочих мест, образованию новых градообразующих предприятий, получению новых знаний о геологической истории планеты и развитию нового рынка технологий с оборотом в десятки миллиардов рублей.

Предстоит долгое восстановление нефтяной отрасли после последствий пандемии COVID-19. Перспективы разработки трудноизвлекаемых нефтяных запасов напрямую зависят от состояния нефтяного рынка (как он преодолеет период снижения спроса и цены на нефть)-и темпов восстановления мировой экономики.

### **Список использованной литературы**

1. Новые вызовы для российской нефтегазовой отрасли в условиях санкций и низких цен на нефть /открытый семинар «Анализ и прогноз развития отраслей топливно-энергетического комплекса» семинар А.С. Некрасова/ 24.11.2015 / [Электронный

- ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/2017/03/164-rossijskaya-neftegazovaya-otrasl.pdf>
2. В ХМАО стабилизировались объёмы добычи нефти /электронный новостной журнал «ТАСС»/ 24.11.2018 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/5830273>
  3. Доклад о результатах деятельности Управления развития нефтегазового комплекса /Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа-Югры/ ноябрь 2017 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://depprirod.admhmao.ru/upload/medialibrary/dfd/novikov.pdf>
  4. Информация о добыче нефти и разработке месторождений нефти и газа в ХМАО-Югре /автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана/ декабрь 2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://www.crru.ru/dobicha.html>
  5. Добыча нефти в ХМАО в 2019 году /электронный новостной журнал Neftegaz.RU/ 22.01.2020 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/520337-nemnogo-nizhe-dobycha-nefti-v-khmao-v-2019-g-sokhranilas-prakticheski-na-urovne-2018-g/>
  6. Минэнерго прогнозирует уменьшение доходов бюджета без допстимулирования добычи нефти /электронный новостной журнал «ТАСС»/ 03.10.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/6959405>
  7. Приказ от 13 февраля 1998 года о временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых /Министерство природных ресурсов Российской Федерации/ [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=EXP&n=270693#07291181006704675>
  8. Лекция: трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) определение и классификации /2018 год/ [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://docplayer.ru/63421336-Lekciya-trudnoizvlekaemye-zapasy-triz-opredelenie-i-klassifikacii.html>
  9. Как США перекроили мировой нефтяной рынок /электронный новостной журнал banki.ru/ 15.12.2014 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://www.banki.ru/news/bankpress/?id=7447587>
  10. Новый вид недропользования. Правительство РФ одобрило поправки в закон «О недрах» /электронный новостной журнал neftegaz.RU/ 19.04.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://neftegaz.ru/news/gosreg/443384-novyy-vid-nedropolzovaniya-pravitelstvo-rf-odobrilo-popravki-v-zakon-o-nedrah/>
  11. Распоряжение Правительства Российской Федерации /документы Правительства России/ 29.03.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://government.ru/docs/all/121320/?page=4>
  12. Сколько стоит сланцевая нефть /электронный журнал «Нефтегазовая вертикаль»/ 2014 год / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/34a/34a22a165ca73eb317ad1ff9e84b5884.pdf>
  13. Добыча нефти в России – история, статистика по годам, регионам, компаниям /электронный журнал «Прогностика»/ 18.04.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://prognostica.info/news/show/36>
  14. Официальный прогноз добычи нефти и газа МЭР РФ /электронный журнал «Нефть капитал»/ 29.08.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://oilcapital.ru/news/markets/29-08-2019/ofitsialnyy-prognoz-dobychi-nefti-i-gaza-mer-rf-povysilo>
  15. Бюджетный прогноз Российской Федерации на период до 2036 года /Министерство финансов Российской Федерации/ 2019 год / [Электронный ресурс] – Режим

- доступа. – URL: [https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/Budzhetyy\\_prognoz\\_2036.pdf](https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/Budzhetyy_prognoz_2036.pdf)
16. Баженовская свита. Перспективы добычи трудной нефти /портал для недропользователей/ 10.09.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://dprom.online/oilngas/bazhenovskaya-svita/>
  17. Базовый сценарий ежегодного прогноза МЭА World Energy Outlook /IEA/ 2019 год / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
  18. Экспорт нефти из России за 8 мес. 2019 г. вырос на 2,4% /электронный новостной журнал neftegaz.RU/ 24.10.2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/502283-eksport-nefti-iz-rossii-za-8-mes-2019-g-vyros-na-2-4/>
  19. Баженовская свита /электронный новостной журнал neftegaz.RU/ 19.04.2016 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/142317-bazhenovskaya-svita/>
  20. Потенциал Баженовской свиты мы уже подтвердили /официальный сайт ПАО «Газпром нефть»/ 05.04.2018 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/lib/1509341/>
  21. Бажен /Официальный сайт Технологического центра «Бажен»/ 2019 / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://tc-bazhen.ru/static/achievements>



## **Перспективы развития петротермальной энергетики в России**

В настоящее время традиционные энергоресурсы становятся все дороже, их извлечение происходит сложнее, а ущерб окружающей среде только возрастает и становится более очевидным. Последнее десятилетие, по словам экспертов, стало самым теплым за всю историю человечества. Температура воздуха на планете повысилась в среднем на 2 градуса, что привело к заметной смене климата. Причиной стали парниковые газы в атмосфере. Слова нефть и газ стали часто употребляемыми в политических публикациях не случайно. Запасы углеводородов стремительно сокращаются, что объясняет тенденцию роста доли трудноизвлекаемой нефти в ее запасах.

Россия является одной из богатейших стран в мире по энергетическим ресурсам. Однако, извлечение традиционных, невозобновляемых энергоресурсов из недр происходит настолько интенсивно, что, по мнению европейских независимых энергетических агентств, наша страна уже в 40-е гг. этого столетия может столкнуться с дефицитом экспортного потенциала углеводородов.

Западная Сибирь – ключевой российский нефтедобывающий регион, но в последнее время эксперты отмечают падение добычи нефти и там. Уходит в прошлое эпоха «сухого» сеноманского газа. Прежний этап экстенсивного развития добычи природного газа подошел к завершению. Так, извлечение газа из месторождений-гигантов Нижнего Приобья — Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского — составил соответственно 84%, 63% и около 50%. Если не ввести в строй крупные разведанные месторождения на Баренцевом и Карском шельфе, то нефтегазовый потенциал страны будет на исходе уже через 25-30 лет. К слову, при этом освоение шельфовых месторождений так же несет большие экологические риски.

Большая часть добываемых из недр невозобновляемых ресурсов сжигается как топливо для энергоустановок. Энергетические предприятия России для получения электроэнергии и тепла ежегодно сжигают около 500 000 000 т условного топлива (у.т.). Топливопотребление увеличивается с каждым годом. Хотя далеко не вся вырабатываемая энергия используется целесообразно.

Так, около половины тепла «вылетает в трубу», рассеивается в окружающем нас мире: вспомним те самые парниковые газы в атмосфере. Это как раз тот случай, когда вспоминаются слова Д.И. Менделеева о «сжигании ассигнаций». А такой вид топлива, как каменный уголь при сжигании загрязняет атмосферу, еще и «забирает» часть кислорода.

Существуют и другие способы выработки энергии. Например, на атомных электростанциях используют сотни тонн ядерного топлива. Однако, данный метод является одним из самых опасных. Необходимо исключить повторение Течи и Чернобыля, а также обеспечить безопасный и дорогостоящий вывод из эксплуатации устаревших и отработавших свой срок энергоблоков АЭС. Запасы урана в мире тоже ограничены. Доказанные извлекаемые его запасы составляют порядка 3 млн. 400 тыс. т., из которых 2,5млн.т. были добыты.

То, что изменения назрели, характеризуется, в первую очередь, двумя главными тенденциями современного мира: осознания экологической проблемы как глобальной проблемы человечества и переход развитых экономик мира в постиндустриальную эпоху развития.

Объективные факторы, такие как запасы ископаемого топлива и урана, а также изменения окружающей среды, вызванные традиционной тепловой и ядерной энергетикой, позволяют утверждать, что переход к новым способам и формам получения энергии является неизбежным. Чем раньше произойдет прорыв в этом направлении, тем это будет менее болезненным для общества и более выгодным для стран, где такие изменения возникнут.

Разумеется, развитие альтернативной энергетики для углеводородных «гигантов» и монополий, подобно палке в колесе. Так, мировая энергетика в настоящее время взяла курс

на переход к рациональному сочетанию традиционных и новых источников энергии. Характерной тенденцией развития мировой экономики в период до 50-х годов, будет систематическое снижение доли органического топлива и компенсирующий рост доли возобновляемых энергетических ресурсов.

Опасения нефтяных компаний понятны, поэтому сегодня надо при помощи цифр доказывать экономическую эффективность экологических разработок. Развитие альтернативной энергетики станет толчком для роста инновационного потенциала страны, науки, образования.

На Всемирных Геотермальных Конгрессах, состоявшихся в 2000 г. в Японии и в 2005 г. в Турции, отмечалось, что одним из магистральных направлений в энергетике третьего тысячелетия, станет далеко не энергия солнца или ветра, а энергия тепла земли - геотермальные ресурсы. Возможно, к концу XXI века доля геотермальных ресурсов в энергобалансе мировой экономики возрастет более чем на 30 %, а по самым оптимистическим прогнозам даже до 80 %.[1; 2] Понятие «геотермальная энергетика» возникло от понятия «геотермика»-область изучения тепловых процессов Земли. Понятие «геотермальный» в основном приписывается геотермальным (горячим, находящимся в земной коре) водам, пару и пароводяным смесям. Более того, ресурсы внутриземного тепла разделяются на гидротермальные и петротермальные. Первые представлены горячими подземными водами, паром и пароводяной смесью. Вторые представляют собой петротермальную энергию, содержащуюся в «сухих» горячих горных породах, нагреваемых за счет глубинного кондуктивного теплового потока. Название «петротермальный» происходит от древнегреческих слов «петра» – камень, скала, утес, каменная глыба и «термос» – горячий.

Гидротермальные источники занимают лишь 1% от общего тепла недр земли, они распространены довольно локализовано, что может вызвать большое количество неудобств. Более того, районы их возможного энергетического использования приурочены к зонам современного вулканизма, где подземные воды приобретают дополнительный потенциал при соприкосновении с магматическими телами и циркулируют на относительно небольшой глубине, доступной для буровой техники сегодняшнего дня.

Использование термальных высокоминерализованных вод в качестве теплоносителя приводит к зарастанию скважинных зон оксидом железа, карбонатом кальция, силикатными образованиями, солеотложению и коррозии оборудования. Срок службы геотермальных скважин во многих странах не достигает и десяти лет.

Петротермальные источники же распространены повсеместно. Для энергетики будущего огромное значение имеет извлечение этой тепловой энергии, заключенной в твердых «сухих» горячих горных породах – петротермальных ресурсах. Эта энергия составляет около 99 % общих ресурсов внутриземного тепла. Откуда берется тепло? По сегодняшним представлениям, главную роль в нагреве земных недр сыграла их гравитационная дифференциация. Тяжелые элементы, вроде железа, за долгое, порядка миллиардов лет, время «утонули», а к поверхности «всплыли» кремний, водород, кислород и прочие. Это сопровождалось значительным выделением тепла, которое не закончилось и по сию пору. На долю гравитационной дифференциации приходится примерно 90% тепла земных недр. Остальное — результат распада радиоактивных элементов.

Петротермальная энергия – стабильный, весьма мощный и практически неисчерпаемый общепланетарный ресурс. Он занимает одно из лидирующих мест среди нетрадиционных источников энергии. Непрерывная генерация внутриземного тепла за счет радиоактивного распада долгоживущих изотопов, содержащихся в геосферах Земли, а также переход энергии гравитационной дифференциации в глубинных оболочках планеты в тепло компенсирует его внешние потери.

Этот вид энергии может быть доступен для больших и малых территорий на Земле. Особенно на территории России. На глубине до 4 – 6 км горячие породы с температурой 100

– 150<sup>0</sup>С распространены практически везде, а с температурой 180 – 200<sup>0</sup>С на довольно значительной части Российской Федерации. Это вполне достаточно для целей теплоснабжения. На глубине 5 – 6 км в активных геодинамических провинциях можно встретить массивы с температурой около 250 – 300<sup>0</sup> С [1; 2].

Разумеется, что практический интерес вызывает не общий потенциал геотермальной энергии, а та его часть, которая отвечает современным техническим возможностям проникновения в недра планеты.

Опираясь на достигнутые успехи традиционной технологии глубокого бурения и перспективные технологии свехглубокого бурения, правильнее будет ограничить технически доступные ресурсы геотермальной энергии общим теплосодержанием верхних 10—12 км земной коры в пределах суши.

Среднюю теплоемкость пород этой толщи можно принять равной 1000 Дж/(кг·К), а средний геотермический градиент — 20 мК/м. При этих параметрах получим значение доступных возобновляемых геотермальных ресурсов в топливном эквиваленте равное 1,4—1016 тунт. На природный пар, воды и рассолы первых 10—12 км земной коры приходится лишь сотая доля указанных ресурсов — 1,4—10м тунт[5; 7]. Эти цифры огромны. Они в несколько тысяч раз превосходят суммарные оценки всех известных запасов органического топлива на Земле. Однако более обоснованная оценка реальных, т.е. пригодных для эффективного освоения геотермальных ресурсов, возможна только на основе соответствующего геологического и экономического анализа для конкретного региона.

Немного о явных преимуществах петротермального источника: повсеместное распространение, неисчерпаемость, приближенность и приспособляемость к потребителю, сравнительно низкие капитало- и трудоемкости при освоении, безотходность, безопасность в эксплуатации и, конечно, экологическая чистота.

К недостаткам можно отнести сравнительно низкий потенциал на глубине до 3 км, нетранспортабельность, невозможность складирования, отсутствие опыта промышленного освоения в России. К слову, со временем, минусов может не оказаться, ведь практически все они устранимы.

В последние десятилетия в мире рассматривается направление более эффективного использования энергии глубинного тепла Земли в целях частичной замены природного газа, нефти и угля. Это станет возможным не только в районах с высокими геотермальными параметрами (температура, дебит) но и в любых районах России при бурении глубоких и свехглубоких геотермальных скважин и создания на их основе циркуляционных систем.

Первая петротермальная циркуляционная система (ПЦС) извлечения тепла пористых пластов для отопления была создана в 1963 г., в Париже. Сейчас таких систем во Франции функционирует более 60, более того, больше десятка городов обогреваются теплом петротермальной энергии. А первая ПЦС с гидроразрывом, практически непроницаемого массива раскаленных гранитов, по проекту Лос-Аламосской национальной лаборатории начала создаваться в США, в 1977 г. В настоящее время в этой стране на основе ПЦС осуществлено более 224 проектов геотермального теплоснабжения. При этом допускается, что петротермальные ресурсы могут обеспечить основную часть перспективных потребностей США в тепловой энергии для неэлектрических нужд. Аналогичные работы проводятся в Англии, Германии, Швеции, Бельгии и других странах.

Технологии извлечения тепла из горячих сухих подземных коллекторов получили название «Hot Dry Rock (HDR) технологии». В настоящее время такие исследования проводятся в 65 странах мира, а в некоторых уже успешно используются для отопления и кондиционирования воздуха (Франция, США, Япония, Германия и др.). В мире на основе геотермальной энергетики создано станций общей мощностью около 10 000 МВт. Актуальную поддержку в освоении геотермальной энергии оказывает ООН и ЮНЕСКО. Расчеты показывают, что за год из одной скважины можно получить столько тепловой энергии, заключенной в петротермальных теплоносителях, сколько выделяется при сгорании

158 тыс. т угля. Для производства электроэнергии планируется использование anomalно горячих сухих пород, залегающих на относительно небольшой глубине, как, например, в бассейне Купер (Южная Австралия), где на глубине 3,5-4,5 км обнаружены сухие породы с температурой 240-300 ОС. В этом месте намечается строительство электростанции мощностью более 1 ГВт.

Отечественная идея извлечения основных петротермальных ресурсов, заключенных в твердых породах, была высказана еще в 1914 г. Э.К. Циолковским, а в 1920 г. петротермальная циркуляционная система (ПЦС) в горячем гранитном массиве была описана В.А.Обручевым.

Для эффективной работы циркуляционных систем необходимо иметь или создать в зоне отбора тепла достаточно развитую теплообменную поверхность.

Такой поверхностью обладают встречающиеся на различных глубинах пористые пласты и зоны естественной трещиноватости, проницаемость которых позволяет организовать принудительную фильтрацию теплоносителя с эффективным теплообменом и извлечением тепловой энергии горных пород, или искусственно созданные методом гидравлического разрыва (гидроразрыва) теплообменные поверхности в слабопроницаемых массивах.

Известны примеры гидроразрывов с трещинами протяженностью до 2—3 км.

Механизм гидроразрыва представляет собой хрупкое разрушение пород с расширением природных трещин. Данный механизм не приносит столько ущерба, сколько нефтяные скважины. Гидроразрыв- своеобразная имитация естественных трещин в глубинах Земли, и с образованием новых трещин в результате растягивающих или сдвигающих деформаций массива под влиянием давления рабочей жидкости (воды), приложенного к его обнажению — стенке скважины, а далее — к борту растущей трещины, причем избыточный объем жидкости служит гидравлическим клином. Теоретические основы механики гидроразрыва в СССР разработаны академиком С.А. Христиановичем, его сотрудниками и учениками [9; 10].

Наиболее широкое применение гидроразрыв получил при разработке нефтегазовых пластов. Гидроразрыв применяется в этих отраслях добывающей промышленности как способ повышения проницаемости пластов для увеличения дебита добычных скважин и для повышения нефтеотдачи при разработке нефтяных месторождений с заводнением. Современная технология позволяет создавать как узкую, но длинную трещину, так и короткую, но широкую.

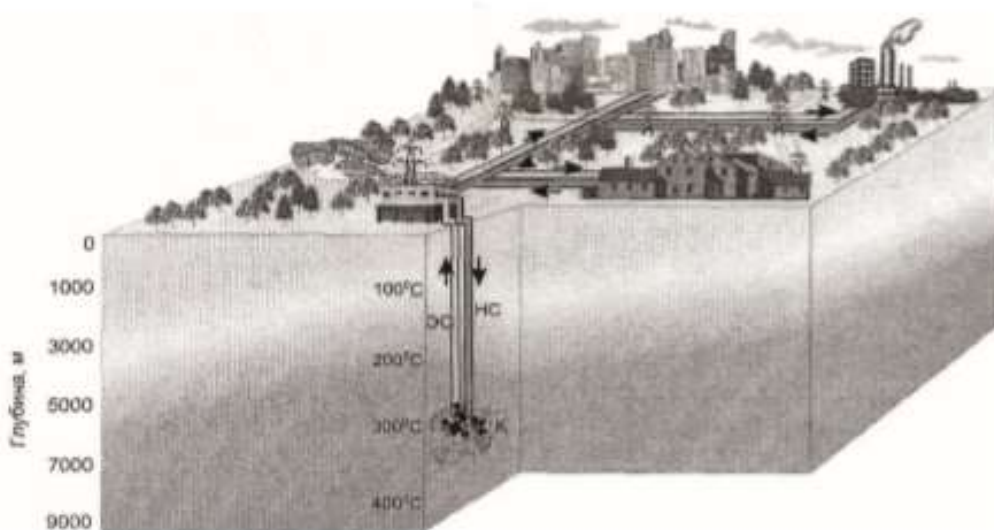
По данным американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG), за последние 30—35 лет в США проведено около 800 тыс. гидроразрывов, охватывающих более 40% фонда скважин, что дало прирост добычи нефти приблизительно 1 млрд т. Активные действия по организации гидроразрыва пласта (ГРП) проводились и проводятся в России. Только на месторождениях нефти, расположенных в Нефтеюганском районе Западной Сибири, в результате проведения ГРП добыча нефти увеличилась от 2 до 12 раз [11].

Большой вклад в развитие идей по извлечению и использованию петротермальных ресурсов в нашей стране внесли профессор Ленинградского горного института им. Г.В. Плеханова Ю.Д. Дядькин, академики АН УССР А.Н. Щербань и О.А. Кремнев и представители созданных ими школ [12; 13; 14].

Они заложили основы новой научной дисциплины — геотермальной теплофизики, в которой обосновываются физические предпосылки для моделирования переноса массы и энергии в различных структурных средах, приводятся методики тепловых и гидродинамических расчетов циркуляционных систем с естественными и искусственными коллекторами, а также дается теплофизический анализ работы систем извлечения энергоресурсов из массива горячих горных пород.

Кроме перечисленных фундаментальных вопросов геотермии, в их трудах изложены технологические основы и инженерные решения по извлечению геотермальной энергии из природных и искусственных подземных тепловых коллекторов.

Во всех предлагаемых схемах рассматривается циркуляционная система извлечения подземного тепла, состоящая из следующих основных элементов: инжекторной (нагнетательной) скважины; подземного котла-коллектора, включающего зону естественной или искусственной трещиноватости; эксплуатационной скважины, по которой флюид доставляется на поверхность, и поверхностного комплекса, в который могут входить турбинный зал, градирни, конденсаторы, промежуточные теплообменники, трубопроводы и т.п. (рис.1).



**Рисунок 1. Схема организации циркулярной системы для извлечения геотермальной энергии и доставки ее потребителям**  
где НС – нагнетательная скважина; ЭС – эксплуатационная скважина; К – коллектор  
Источник: [11].

При сооружении геотеплоснабжающих станций (ПетроТС) для теплоснабжения коммунальных и промышленных объектов необходимо иметь на поверхности пар или пароводяную смесь с температурой до 150 °С. Такое значение температуры закачанная с поверхности вода может приобрести на глубине 3 км при очень высоком геотермическом градиенте, до 50 мК/м.

Эти высокие градиенты редко встречаются на территории России. Они обнаруживаются в основном на территории Северного Кавказа (Ставропольский свод, Восточное Предкавказье), в некоторых районах Западной Сибири, в Тункинской впадине Прибайкалья и в КурилоКамчатском регионе. При фоновом температурном градиенте 25 мК/м, который встречается почти повсеместно [4], для получения на забое температуры 150 °С нужна уже скважина глубиной 6 и более км.

Если же речь идет о выработке электроэнергии на геотеплоэлектростанциях (ПетроТЭС), то на забое нужно достичь температуры 250—280 °С, т.е. бурить на 10 км. Расчеты показывают [15], что сооружение геотермальной скважины глубиной 3 км с помощью традиционных технологий бурения стоит около 4 млн дол. США, глубиной 6 км — 10 млн дол. США, глубиной 10 км — 20 млн дол. США (1). Эти стоимостные значения в первом приближении могут быть перенесены и на отечественные условия.

По данным [1], стоимость бурения эксплуатационных скважин в Восточной Сибири составляет чуть более 4 млн дол. США, разведочных — 7,5—8 млн дол. США. Так, сооружение ПетроТС, а тем более ПетроТЭС на базе существующих способов

механического бурения скважин будет неконкурентоспособным по сравнению с традиционным тепло- и электроснабжением. Поэтому задача заключается в первую очередь в создании новых способов глубинного бурения, существенно удешевляющих этот процесс. Для преодоления указанных технических и экономических трудностей на основе российских высоких технологий велась работа по созданию новых технических средств для глубокого проникновения в недра земной коры.

Группа российских ученых и специалистов разработала несколько вариантов буровых снарядов (БС), являющихся отечественным ноу-хау [17]. Аналоги в мировой практике нам не известны. Скорость бурения твердых пород со средней плотностью 2500—3300 кг/м<sup>3</sup> одного из первых буровых снарядов (БС-01) составляла на испытаниях до 30 м/ч, что на порядок выше, чем при традиционном механическом бурении.

Это резко сокращает время бурения и существенно уменьшает стоимость ПЦС.

Другой разрабатываемый в настоящее время буровой снаряд характеризуется еще более высокими значениями эксплуатационных показателей. Буровой снаряд БС-01 прошел заводские испытания. Используя его, можно пробурить скважины диаметром 200—500 мм до глубины 10 км и при благоприятных условиях проницаемости пород получить теплопроизводительность ПЦС 200 Гкал/ч.

Через нагнетательную скважину подается вода, которая под воздействием высокой температуры подземного коллектора приобретает избыточную температуру, превращается в пар или двухфазную пароводяную смесь и поступает по эксплуатационной скважине на поверхность в сепаратор для дальнейшей подачи пара на турбины ПетроТЭС и воды в тепловую сеть ПетроТС.

Образовавшийся конденсат и отработавший теплоноситель химически очищаются и вновь закачивается в скважину. При тех температурах, которые достигаются на забое скважин, необходимы особые требования к выбору буровых и обсадных труб, цементных растворов, технологии бурения, креплению и заканчиванию скважин, а также измерительной технике. Современная отечественная буровая техника и оборудование рассчитывались для работы при температурах не выше 150—200 °С.

Кроме того, традиционное глубокое механическое бурение скважин затягивается на годы и стоит очень дорого. В этом была основная причина неэкономичности сооружения глубинных ПЦС и создания на этой основе ПетроТЭС с помощью «традиционного» бурения. Производительность одной ПЦС из двух скважин до глубины 10 км достаточна для подачи пара турбинам электростанции (ПетроТЭС) в объеме 83,3 Гкал/ч при средней температуре 250 °С. Такие температурные параметры пара дают возможность избежать бинарной схемы с использованием промежуточного низкокипящего теплоносителя, которая была бы необходима при ограниченной возможности глубокого бурения (из-за недостаточной для работы турбин температуры пара в ПЦС).

При такой мощности подаваемого на турбину пара рабочая мощность ПетроТЭС может превышать 25 МВт. Она комплектуется малоинерционными турбинами мощностью 25 МВт, которые производятся в России. Для обеспечения потребителя теплом предназначаются ПетроТС, которые при средней температуре ПЦС 150 °С будут иметь тепловую мощность 50 Гкал/ч.

Выполненные учеными предпроектные расчеты позволили оценить инвестиционные затраты в ПетроТЭС и ПетроТС и на этой базе приблизительно определить удельные капиталовложения и примерную себестоимость электроэнергии и тепла. Они складываются из затрат в буровой комплекс, сооружение ПЦС, электростанции, теплообменников, системы водоснабжения, наземных сооружений [11].

Капиталовложения в буровой комплекс, состоящий из тяжелой буровой установки и бурового снаряда БС-01 в комплекте по заводским ценам, оцениваются в 940 млн руб. Ресурс его работы — 2000 км, срок службы — 10 лет. Часть капиталовложений в буровой комплекс, приходящийся на одну ПЦС, может быть оценен пропорционально суммарной длине ее

скважин. При средней глубине каждой из двух скважин 10 км она составит 9,4 млн руб., при 5 км — 4,7 млн руб.

Капиталовложения в циркуляционную систему с гидроразрывом горячей породы (сооружение двух скважин и сопутствующих устройств) оценены в 300 млн руб. при средней глубине скважин 10 км и суммарной длине 20 км. Уменьшение глубины сокращает капитальные затраты в ПЦС до 230 млн руб. при образовании подземного «котла» на средней глубине 5 км при суммарной длине скважин 10 км.

Если гидроразрыв не потребуется, то инвестиции в ПЦС сокращаются соответственно до 280 и 210 млн руб. Собственно электростанция мощностью 25 МВт в контейнерном исполнении «под ключ» оценивается в среднем в 400 млн руб. Уточнение ее стоимости будет зависеть от числа и типа установленных турбин. Срок службы ПЦС и электростанции принят 30 лет. При скорости работы бурового снаряда БС-01 30 м/ч время, необходимое для бурения двух скважин глубиной по 10 км (включает все технологические остановки и переналадки), составит примерно один месяц.

На этапе разработки проекта до начала опытно-промышленных работ капиталовложения в ПетроТЭС и ПетроТС могут быть определены только приблизительно, с точностью примерно 25%. Поэтому в экономически наиболее тяжелом случае при градиенте температур 25 мК/м, для ПетроТЭС (две скважины по 10 км) и ПетроТС (две скважины по 6 км), суммарные капиталовложения, соответственно, достигают около 885 и 232 млн руб., а в удельном исчислении около 35 500 руб/кВт и 4 640 000 руб/Гкал/ч.

Это вполне приемлемые значения удельных капиталовложений по сравнению с современной стоимостью электрической и тепловой мощности. Они в основном значительно ниже, чем для электростанций на основе других возобновляемых источников энергии [18]. Следует также иметь в виду, что при уменьшении глубины скважин ПЦС, например, в 2 раза, что возможно при благоприятных геотермических условиях, капиталовложения снижаются примерно на 15—20%. Если не требуется проведение искусственного гидроразрыва горячей породы, то капиталовложения могут быть уменьшены на 5%.

При расчете себестоимости электроэнергии и тепла основными факторами являются расход электроэнергии на собственные нужды ПетроТЭС и амортизационные отчисления. Не вдаваясь в подробный экономический анализ, который приводится в [11], укажем лишь, что себестоимость электроэнергии оценивается величинами 0,55 руб/кВт·ч при глубине скважин 10 км, и 0,46 руб/кВт·ч при глубине скважин 5 км.

Себестоимость тепла, получаемого от ПетроТС при глубине скважин 6 км и гидроразрыве горячей породы, т.е. в экономически наиболее трудном случае будет равна примерно 52,7 руб/Гкал, а в случае имеющейся в недрах естественной трещиноватости — 40,3 руб/Гкал. Это намного ниже себестоимости 1 Гкал тепла, получаемой сегодня на ТЭЦ и крупных котельных, работающих на органическом топливе.

При меньшей глубине скважин ПЦС себестоимость тепла будет ниже приведенных значений. При этом значения себестоимости электроэнергии ПетроТЭС характеризуются высокой стабильностью, в отличие от тепловых электростанций, экономичность которых существенно зависит от динамики стоимости используемого топлива. Выполненные расчеты показали, что по экономическим расчетам использование глубинного тепла Земли в российских условиях является вполне обоснованным новым направлением в теплоэнергетике.

Перечислим преимущества освоения петротермальных ресурсов:

1. Развитие петротеплоэнергетики позволит значительно и даже кардинально уменьшить экологический риск при воздействии на окружающую среду, так как отсутствует сжигание топлива и, следовательно, нет вредных выбросов в атмосферу, загрязнения почвы и водоемов. Роль экологического фактора постоянно нарастает и уже сегодня оценивается многомиллиардными потерями из-за ухудшения здоровья людей и вредного воздействия на биогеоценозы.

2. Развитие петротеплоэнергетики позволяет высвободить топливные ресурсы, расходуемые на производство электроэнергии и тепла. Замещаемые глубинным теплом Земли топливные ресурсы (в первую очередь природный газ и энергетический уголь) могут более рационально использоваться в экономике страны, позволяют снизить остроту освоения топливных месторождений, расположенных в экстремальных условиях, дают возможность увеличить потенциал экспорта энергоресурсов.

3. Снижается поток топливных грузов, высвобождаются пропускные способности газопроводов и железных дорог для других целей. В настоящее время топливные грузы занимают первое место по объемам отправления и грузопотокам. Это может быть заметным вкладом петротеплоэнергетики в решении проблем транспорта.

4. Развитие петротеплоэнергетики даст новый импульс к созданию и развитию техники ноу-хау и сопутствующего ей оборудования. Это новые буровые комплексы, турбины, диапазон мощности которых может включать от единиц до сотни и более мегаватт, электрогенераторы и другое электротехническое и теплотехническое оборудование, установки для химической очистки воды, насосное оборудование, в том числе сверхвысокого давления, измерительная техника для работы в диапазоне температур до 300 °С.

5. Стабильно низкая стоимость электроэнергии и тепла петроэнергетических объектов позволяет решать ряд социально значимых задач: повышение надежности и качества энергоснабжения населения и коммунально-бытовой сферы страны; снижение энергетических затрат, необходимое для полноценного обеспечения населения страны растениеводческой продукцией закрытого грунта, особенно в климатически суровых и труднодоступных регионах страны; получение холода, необходимого для хранения в полном объеме сельскохозяйственной и другой продукции, что позволит снизить ее потери; круглогодичный обогрев взлетно-посадочных полос аэродромов, который повысит надежность и ритмичность воздушного сообщения.

Пока еще трудно назвать все возможные направления в экономике России, которые будут развиваться и преобразовываться под влиянием освоения горячих недр на глубине до 10—12 км в пределах суши.

По имеющимся оценкам полномасштабное извлечение этого тепла может обеспечить энергетические нужды страны на сотни лет.

В первую очередь, создание и развитие петротеплоэнергетики должно быть направлено на обеспечение энергетического комфорта населения России, особенно проживающего в поселках городского типа, малых и средних городах с населением до 150 тыс. человек. Именно в этой части населенных пунктов страны малонадежно электроснабжение, во многих случаях отопление обеспечивается от низкоэффективных тепловых источников, а горячее водоснабжение отсутствует. При этом доля энергетических затрат в бюджетах населения постоянно нарастает.

Возможность практически неограниченного размещения петроэнергетических станций позволяет их сооружать вблизи объектов потребления энергии и, тем самым, сократить инвестиционные и операционные затраты на дальний транспорт топлива и электроэнергии. Практическое освоение петротермальных ресурсов Земли будет оказывать комплексное позитивное воздействие на развитие отечественной экономики.

## **Список использованной литературы**

[1] Hutter G.W. The status of world geothermal power generation 1995—2000 // Proceedings of the World Geothermal Congress 2000, Hyushu-Tohoku, Japan. May 28 — June 10. — Vol. 1. — P. 23—37.

[2] Lund J.W., Freeston D.H. World-wide direct uses of geothermal energy 2000 // Proceed. of the World Geothermal Congress 2000, Hyushu-Tohoku, Japan. May 28 — June 10. — Vol. 1. — P. 1—21.



- [3] Геотермический атлас России / Под ред. А.А. Смылова. — Электронная версия составлена ФГУП НПЦ «Недра» и СПбГИ, авторы Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат, М. Гашева, Л.А. Певзнер, Б.Н. Хахаев. — СПб.; Ярославль, 2000.
- [4] Карта теплового потока и глубинных температур территории СССР и сопредельных районов м-ба 1 : 10 000 000 / Отв. ред. Я.Б. Смирнов. УГК СМ СССР. — М., 1980.
- [5] Подгорных Л.В., Хуторской М.Д. Планетарный тепловой поток. Карта м-ба 1 : 30 000 000 (7 л. + объясн. записка). — М.: Оргсервис, 1997.
- [6] Khutorskoy M.D., Podgornych L.V., Leonov Yu.G., Polyak V.G., Pavlenkin A.D. Thermotomography as a new tool for studying the geothermal field // *Georesources*. — 2004. — 1 (8). — P. 14—21.
- [7] Поваров О.А., Томаров Г.В., Кошкин Н.А. Состояние и перспектива развития геотермальной энергетики в России // *Теплоэнергетика*. — 1994. — № 2. — С. 15—22.
- [8] Циолковский К.Э. Будущее Земли и человека. Научный и технический прогресс будущего // *Промышленное освоение космоса*. — М.: Наука, 1989. — С. 167—173.
- [9] Христианович С.А., Желтов Ю.П., Баренблатт Г.И. О механизме гидравлического разрыва пласта // *Нефтяное хозяйство*. — 1957. — № 1. — С. 44—53.
- [10] Христианович С.А. Исследования механизма гидравлического разрыва пласта: Тр. Института геологии и разработки горючих ископаемых. — Т. 2: Материалы по разработке нефтяных и газовых месторождений. — М., 1960. — С. 159—165.
- [11] Гнатусь Н.А., Некрасов А.С. Социально-экономическая эффективность использования глубинного тепла Земли в России // *Новости теплоснабжения*. — 2008. — № 10. — С. 16—21.
- [12] Дядькин Ю.Д. Теплообмен в глубоких скважинах и зонах фильтрации при извлечении тепла сухих горных пород. — Л.: Наука, 1974.
- [13] Дядькин Ю.Д. Разработка геотермальных месторождений. — М.: Недра, 1989.
- [14] Тепло Земли и его извлечение / Под ред. А.Н. Щербань. — Киев: Наукова думка, 1974.
- [15] Augustine Sk, Tester J.W., Anderson B., Petty S., Livesay D. A comparison of geothermal with oil and gas well drilling costs // *Proceed. 31-st workshop on geothermal reservoir engineering. Stanford Univ., Stanford. Ca., 2006*. — P. 714—717.
- [16] Савченко СИ. Освоение Восточной Сибири: если не мы, то кто? // *Нефтегазовая вертикаль*. — 2008. — № 12. — С. 43—48.
- [17] Гнатусь Н.А. Буровой снаряд, не имеющий аналогов в мировой энергетике // *Электротехника*. — 2007. — № 6. — С. 24—27.
- [18] Копылов А.Е. Экономика развития возобновляемой энергетики в России // *Энергия. Экономика. Техника. Экология*. — 2008. — № 7. — С. 11—17.

## Риски и возможности внедрения BIM-технологий в нефтегазовом комплексе Российской Федерации

На сегодняшний день нефтегазовый комплекс Российской Федерации является основным инструментом формирования государственного бюджета (Рисунок1). Эффективное управление и инновационные технологии в совокупности с достигаемостью ресурсов обеспечивают стабильное развитие экономики Российской Федерации.



**Рисунок 1. Источники поступления в государственный бюджет РФ**

Источник: [https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/execute/?id\\_65=80042-](https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/execute/?id_65=80042-)

[yezehemesyachnaya\\_informatsiya\\_ob\\_ispolnenii\\_federalnogo\\_byudzheta\\_dannye\\_s\\_1\\_yanvarya\\_2019\\_g.](https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/execute/?id_65=80042-yezehemesyachnaya_informatsiya_ob_ispolnenii_federalnogo_byudzheta_dannye_s_1_yanvarya_2019_g.)

По мнению экспертов, конкурентные преимущества будут иметь те нефтегазовые компании, которые активно внедряют в свое производство цифровые инновационные решения.

Одной из лучших мировых практик, возможности которой используются не в полной мере, является информационное моделирование зданий (сооружений) (BIM- технология).

BIM (building information modelling) – это технология, используемая для моделирования сооружений в трёхмерном пространстве. На сегодняшний день технология успешно используется в строительстве для проектирования, контроля и анализа данных, а также для моделирования экстренных (непредвиденных) ситуаций.

BIM -технологии обладают рядом преимуществ:

1. Доступность;
2. Окупаемость;
3. Многофункциональность (технология позволяет осуществлять не только процессы моделирования, но и процессы контроля);
4. Относительно низкая стоимость;
5. Возможность моделирования аварийных ситуаций;

6. Возможность клиента (компании) отслеживать работу объекта на протяжении всего срока эксплуатации;
7. Возможность клиента (компании) контролировать работу на объекте в режиме реального времени.

Процессы моделирования в нефтегазовом комплексе включают геологическое моделирование и гидродинамическое моделирование<sup>41</sup>.

Геологическое моделирование это раздел геологии, объединяющий в себе структурную геологию, седиментологию, стратиграфию, диагенез и т.д. Трехмерное вероятностное геологическое моделирование является мощным аппаратом решения нефте-геологических задач, в т.ч.:

- оценки неоднородностей и возможностей строения резервуара,
- учета наиболее полного интегрированного комплекса данных,
- визуализации и графического представления,
- геолого-экономической оценки месторождений на основе многовариантного просчета возможных схем его разработки<sup>42</sup>.

Гидродинамическое моделирование — это основной метод управления разработкой месторождения. Моделирование разработки нефтяных месторождений позволяет уточнить геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства нефтяного пласта при воспроизведении истории разработки (history matching). Главной целью гидродинамического моделирования является обоснование геолого-технических мероприятий в средне- и долгосрочной перспективах разработки, а также оптимизация систем разработки выработанных месторождений с использованием современных технологий оптимизации заводнения и третичных методов повышения нефтеотдачи<sup>43</sup>.

На сегодняшний день в отрасли моделирования одним из лидеров является компания «AnyLogic». Крупные нефтегазовые холдинги (например, Transocean, Газпром нефть) с помощью технологий «AnyLogic» реализовали такие проекты, как:

- Создание цифрового двойника для оптимизации строительства морских скважин;
- Проектирование систем морской транспортировки нефти в Арктике<sup>44</sup>.

Стоит отметить, что проекты выходят за рамки технических норм геологического и гидродинамического моделирования. Целью этих проектов является цифровизация технических процессов и сокращение рисков.

Одним из более традиционных методов является технология бассейнового моделирования. Первой компанией, начавшей использовать бассейновое моделирование в России, является «Роснефть»<sup>45</sup>.

Бассейновое моделирование — это инструмент анализа углеводородных систем, позволяющий определить зоны и локальные объекты с максимально благоприятными условиями для формирования залежей<sup>46</sup>.

На сегодняшний день данную технологию использует множество других нефтегазовых компаний, например, ПАО «Газпром нефть», что также говорит об актуальности развития сектора моделирования.

Существующая практика использования BIM-технологий также направлена на цифровизацию и выходит за рамки традиционных методов моделирования в нефтегазовом комплексе.

---

<sup>41</sup> Р.И. Нургатин, Б.А. Лысов «Применение 3D моделирования в нефтегазовой отрасли»

<sup>42</sup> <https://www.petroleumengineers.ru/forum/13138>

<sup>43</sup> <https://www.petroleumengineers.ru/forum/37>

<sup>44</sup> <https://www.anylogic.ru/>

<sup>45</sup> <https://rogtecmagazine.com/роснефть-бассейновое-моделирование/?lang=ru>

<sup>46</sup> ИСТОМИНА И.В., КОСЕНКОВА Н.Н., МАЛЫШЕВА С.В., ХАФИЗОВ С.Ф., «Опыт и перспективы применения технологии бассейнового моделирования в ООО «Газпромнефть НТЦ»

Главным преимуществом BIM-технологии является возможность проектирования аварийных ситуаций и технических процессов, путём создания информационной модели.

Понятие «информационная модель здания» впервые появились в 1992 году в статье Г.А. Ван Недервина и Ф. П. Толмана<sup>47</sup>. Распространение этот термин получил в 2002 году, когда компания «Autodesk» впервые опубликовала документ с соответствующим названием<sup>48</sup>. На текущий момент BIM-технология используется в нефтегазовом комплексе при проектировании нефтеперерабатывающих заводов.

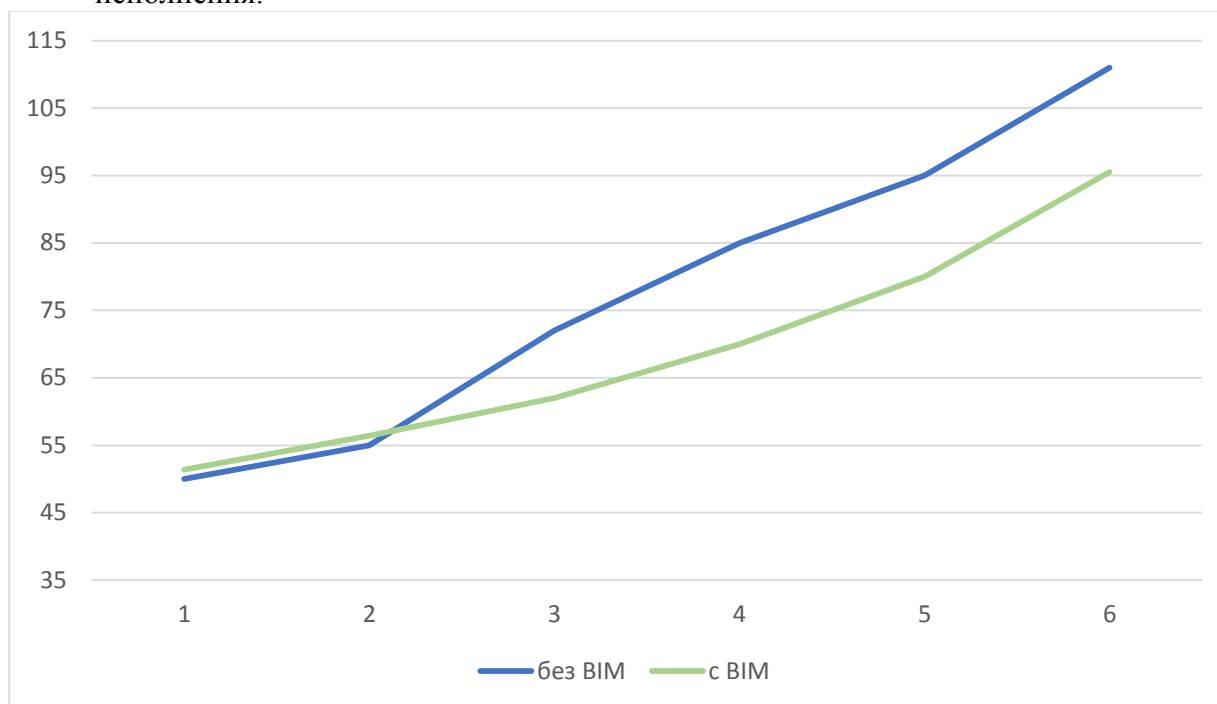
В настоящей статье будет представлен альтернативный способ применения BIM-технологий, а именно для контроля технических процессов и оборудования (создание 3D модели НПЗ на разных стадиях эксплуатации)

Экономический эффект от применения BIM-технологий в строительстве ярко демонстрирует проект «Обособняк на Пичтри, Джорджия». Условия проекта следующие:

- Стоимость: 111 млн долларов;
- Сроки строительства: 29 месяцев;
- Область применения BIM: Планирование, строительная документация;
- Стоимость внедрения технологии: 1440 долларов.

Итоги проекта (Рисунок 1):

- Заказ был выполнен в срок;
- Экономическая выгода проекта составила 15000 долларов;
- При реализации проекта был выявлен ряд проблем, например, неполностью составленный программой дизайн, что было связано с ускоренными сроками исполнения.<sup>49</sup>



**Рисунок 1. Визуализация экономической эффективности BIM-технологий. Затраты.**

<sup>47</sup> F.P.Tolman: «Modelling multiple views on buildings», December 1992.

<sup>48</sup> «Autodesk (2002). Building Information Modeling. San Rafael, CA, Autodesk, Inc»

<sup>49</sup> SALMAN AZHAR, PH.D., A.M.ASCE «Building Information Modeling (BIM): Trends, Benefits, Risks, and Challenges for the AEC Industry»

Источник: составлено автором на основе статьи SALMAN AZHAR, PH.D., A.M.ASCE «Building Information Modeling (BIM): Trends, Benefits, Risks, and Challenges for the AEC Industry».

Повышение рентабельности нефтегазового комплекса путём снижения переменных издержек является вектором развития экономики государства. Экономическая выгода от внедрения BIM-технологий может формироваться за счёт снижения аварийности на нефтегазовых объектах. Аварии на НПЗ являются крайне актуальной проблемой, так за 2019 год на российских НПЗ произошло более 10 аварий<sup>50</sup>, последствия которых с экономической и экологической точек зрения весьма значительны.

Возможности и экономические перспективы от внедрения BIM-технологий:

- 39% бюджета формируется за счет нефтегазового комплекса (7924,3 млрд руб. за 2019), следовательно предотвращение аварийности сохраняет поступление средств в бюджет;
- каждая авария приводит к дополнительным затратам (убыткам) из-за временного снижения (остановки) производства и привлечения дополнительных затрат на ремонт предприятия;
- так предотвращение аварии на крупном нефтеперерабатывающем заводе позволяет сэкономить в среднем 5-10 млн руб.<sup>51</sup>;
- внедрение BIM-технологий позволит сократить количество аварий в 2 раза за счет обнаружения неисправностей в технических единицах НПЗ (установках, цехах и т.д.), увеличивая тем самым доходную часть нефтегазового комплекса и способствуя росту экономики.

Экологичность является другой значимой причиной целесообразности внедрения BIM-технологий. Ситуацию в Российской Федерации можно оценить следующим образом:

- Россия занимает только 52 место в рейтинге самых экологичных стран мира, находясь между такими странами, как: Венесуэла (51) и Бруней (53)<sup>52</sup>.
- доля нефтегазовой промышленности, интегрированной в ТЭК в виде нефтегазового комплекса (НГК), в выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух составляет 17,2%<sup>53</sup>

Мировые тренды направлены на развитие экологичности и ответственного инвестирования (учёт ESG факторов), таким образом место страны (и национальных компаний) в экологических рейтингах имеет все большее значение, т.к. 17% всех выбросов лежит на нефтегазовом комплексе, повышение экологичности путём снижения аварийности является одной из первостепенных задач НГК.

На сегодняшний день крупнейшими экологическими проблемами в нефтегазовом комплексе являются:

- Проблема загрязнения биосферы нефтью и нефтепродуктами;
- Выбросы загрязняющих веществ, в т.ч. парниковых газов;
- Очистка и утилизация сточных вод и отходов производства;
- Сжигание ПНГ и других газов в промышленном масштабе;
- Аварийные ситуации, возгорания и взрывы.

На нефтеперерабатывающих заводах осуществляются 3 основных технических процесса: первичная переработка, вторичная переработка и товарное производство. Каждый процесс направлен на изменение физико-химических свойств нефтепродуктов. BIM-

<sup>50</sup> <https://ria.ru/20191107/1560672660.html>

<sup>51</sup> <https://energybase.ru/downstream/rosneft-novokuibishev>

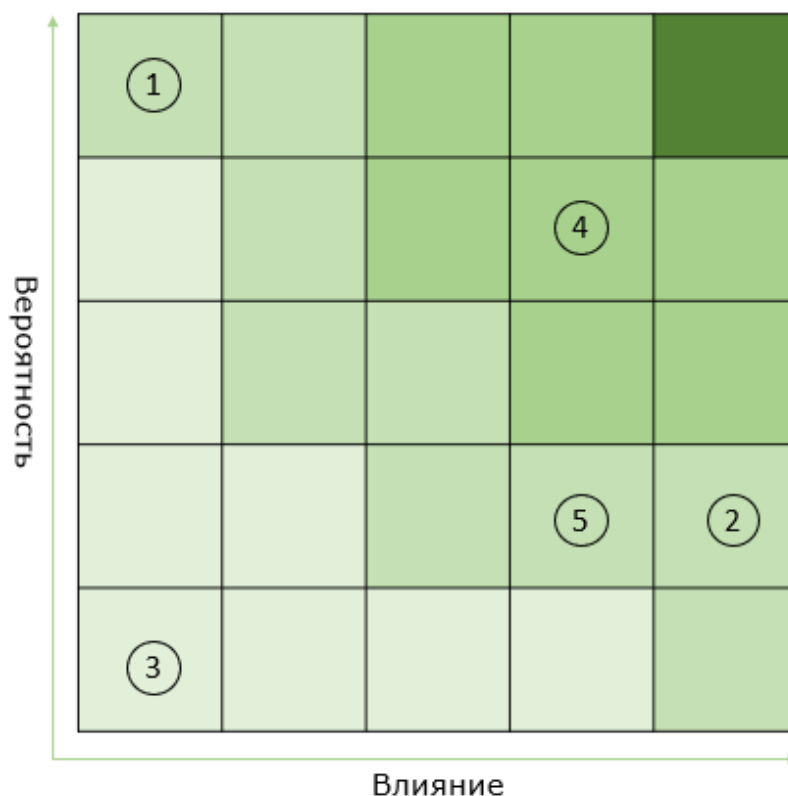
<sup>52</sup> Годовой отчёт за 2018 год «The Environmental Performance Index»

<sup>53</sup> Научная статья, МЕЛКОНЯН Р. «ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

технологии на данный момент способны моделировать заданные технологические процессы<sup>54</sup>. Внедрение BIM-технологии позволит оценивать безопасность эксплуатируемых НПЗ и выявлять возможные технические отклонения. Следствием внедрения технологии станет снижение количества аварий на НПЗ и сокращение затрат на ликвидацию их последствий.

Был проведен анализ рисков внедрения BIM - технологий и построена матрица рисков (рисунок 2):

- изменение курса рубля по отношению к доллару (при возникновении этого риска снизится экономическая эффективность BIM, что не значительно повлияет на реализацию проекта);
- разработка более эффективной программы контроля (при возникновении этого риска снизится востребованность, в предлагаемой технологии, что существенно отразится на данном проекте);
- сокращение персонала (в связи с цифровизацией процессов, контроль, осуществляемый на НПЗ, автоматизируется, что может повлиять на количество требуемых кадров);
- поведение людей при аварийной ситуации может отличаться от модели (при возникновении этого риска, действительные последствия аварий могут отличаться от созданной модели);
- программа может не найти технических сбоев и тем самым не оправдать себя (при возникновении этого риска программа будет не эффективной).



**Рисунок 2. Матрица рисков**

Источник: составлено автором.

<sup>54</sup> <https://www.croc.ru/solution/business-solutions/bim/?tab=Exploitation>

В заключение надо отметить, что развитие сектора моделирования в нефтегазовом комплексе РФ действительно является важной и актуальной задачей. Внедрения BIM технологий не только поможет увеличить рентабельность производства (путём снижения издержек), но и снизит аварийность, тем самым улучшив экологическое положение внутри государства. Цифровизация процессов контроля первичной и вторичной переработки на нефтеперерабатывающих заводов, также может быть реализована, риски при этом не значительны.

### Список использованной литературы

- 1) [https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/execute/?id\\_65=80042-yezchemesyachnaya\\_informatsiya\\_ob\\_ispolnenii\\_federalnogo\\_byudzheta\\_dannye\\_s\\_1\\_yanvarya\\_2019\\_g](https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/execute/?id_65=80042-yezchemesyachnaya_informatsiya_ob_ispolnenii_federalnogo_byudzheta_dannye_s_1_yanvarya_2019_g)
- 2) Научная работа: Р.И. Нургатин, Б.А. Лысов «Применение 3D моделирования в нефтегазовой отрасли»
- 3) <https://www.petroleumengineers.ru/forum/13138>
- 4) <https://www.petroleumengineers.ru/forum/37>
- 5) <https://www.anylogic.ru/>
- 6) <https://rogtecmagazine.com/rosneft-basseynovoe-modelirovanie/?lang=ru>
- 7) Научная работа: ИСТОМИНА И.В., КОСЕНКОВА Н.Н., МАЛЫШЕВА С.В., ХАФИЗОВ С.Ф., «Опыт и перспективы применения технологии бассейнового моделирования в ООО «Газпромнефть НТЦ»
- 8) F.P.Tolman: «Modelling multiple views on buildings», December 1992.
- 9) «Autodesk (2002). Building Information Modeling. San Rafael, CA, Autodesk, Inc»
- 10) Научная работа: SALMAN AZHAR, PH.D., A.M.ASCE «Building Information Modeling (BIM): Trends, Benefits, Risks, and Challenges for the AEC Industry»
- 11) <https://ria.ru/20191107/1560672660.html>
- 12) <https://energybase.ru/downstream/rosneft-novokuibishev>
- 13) Годовой отчёт за 2018 год «The Environmental Performance Index»
- 14) Научная работа: МЕЛКОНЯН Р. «ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ
- 15) <https://www.croc.ru/solution/business-solutions/bim/?tab=Exploitation>

Согласно Целевой модели развития рынков природного газа Европы центры организованной торговли (хабы) являются ключевым несущим элементом новой архитектуры интегрированного энергетического рынка континента. Поэтому процессы становления и эволюции газовых хабов неизменно находятся в центре внимания отраслевых рыночных игроков, финансовых институтов и экспертного сообщества. При этом стимулирование их развития, в том числе, повышение степени их ликвидности – является одной из главных задач в процессе либерализации газового рынка Европы. От объемных показателей работы хабов, количества их участников и их компетенций, набора торгуемых инструментов и глубины их спроса и предложения непосредственно зависят устойчивость ценовой индикации, надежность рыночных сигналов и, в целом, энергобезопасность поставок газа, как для его потребителей, так и для поставщиков. Надо отметить, что котировки хабов все больше служат индикаторами цен внебиржевого рынка. Они отражают, в первую очередь, ожидания участников рынка, а не реально складывающийся материальный баланс ресурса.<sup>55</sup>

На разработку первичного законодательства с целью формирования единых конкурентных энергетических рынков в ЕС потребовалось 50 лет. Так, основная задача Третьего энергопакета заключается в создании единого рынка газа в ЕС, который должен представлять собой «совокупность региональных рыночных зон с виртуальными ликвидными газовыми хабами и спотовой торговлей в каждой зоне»<sup>56</sup> при условии, что конкуренция поставщиков газа на внутренних рынках газа каждого государства ЕС развита. Что из себя представляет система газовых хабов в ЕС? В ходе процесса либерализации внутреннего рынка ЕС количество хабов, обеспечивающих стабильность поставок внутри энергетического рынка ЕС, увеличивалось (сегодня их 19). В соответствии с Директивами ЕС, газовые хабы сегодня созданы во всех газифицированных странах-членах Евросоюза. Первый такой хаб – британский NBP – был создан в 1996 г., позднее к нему присоединились континентальные площадки: бельгийский Zeebrugge (2000 г.), нидерландский TTF и итальянский PSV (2003 г.), французские REGs (2004 г.), австрийский CEGH (2005 г.), немецкие Gaspool и NCG (2009 г.). Прочие центры торговли либо слишком молоды (Чехия, Польша, Венгрия), либо не показывают никакой активности.

Стоит отметить, что хотя деятельность хабов основана на единых нормативных принципах, все они имеют существенные различия, которые связаны со временем образования, особенностями национальных рынков газа и интенсивностью торговли. Сохраняется географическая фрагментированность рынка. Для целей оценки и мониторинга их деятельности Агентство по взаимодействию энергетических регуляторов ЕС (ACER) разработало специальную методику оценки зрелости газовых хабов, которая предусматривает четыре степени развития:

- «зрелые хабы» (Established Hubs), которые отличают очень высокая ликвидность; масштабный рынок деривативов, обеспечивающий хеджирование; устойчивость ценовой индикации для других участников рынка;

- «развитые хабы» (Advanced Hubs): высокая ликвидность краткосрочных энергетических продуктов; возможности хеджирования; относительно слабая ликвидность более долгосрочных продуктов;

---

<sup>55</sup> Еремин С.В., «Трансформация мировых рынков газа». Глава 12 в монографии «Сланцевая революция и глобальный энергетический переход» / Под ред. Н. А. Иванова. — М. ; СПб. : Нестор-История, 2019. — С.198-214

<sup>56</sup> Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC



- «возникающие хабы» (Emerging Hubs): невысокая ликвидность; ограниченный набор торгуемых продуктов; сохранение высокой доли долгосрочных контрактов;

- «неликвидные хабы» («Illiquid Hubs»): опора на долгосрочные контракты; организованная торговля в зачаточном состоянии; отсутствие в ряде стран рыночных зон по принципу «вход» – «выход».

С помощью классификации хабов определяется уровень развития рынка, зрелость, ликвидность, прозрачность хабов. Отнесение конкретного хаба производится в результате его оценки по пяти критериям:

- 1) Количество активных участников;
- 2) Количество торгуемых продуктов;
- 3) Объем торговли;
- 4) Индекс торгуемости;
- 5) Коэффициент перепродажи (основной критерий для определения коммерческой эффективности работы хабов с точки зрения ликвидности. Развитому рынку соответствует показатель churn-rate – около 10).

Рассмотрим подробнее каждый критерий. Количество участников, торгующих на газовом хабе, является важным показателем его развития; это не только отражает готовность трейдеров «принять участие», но и показывает, насколько легко получить доступ к рынку газа. Важным критерием является количество активных независимых участников: и чем их больше, тем выше ликвидность. Следует рассматривать только активных трейдеров, потому что именно они несут главную нагрузку по повышению ликвидности и степени конкуренции рынков, обеспечивая более узкий спрэд (bid/offer spread) между ценами заявок на покупку и предложений на продажу и препятствуя, тем самым, манипулированию рынком. Как правило, это ведет к формированию более глубокого рынка с большим числом заявок и большим числом активных покупателей и продавцов.

К таким активным трейдерам относят тех, чья торговая активность особенно заметна на рынке наличного (спотового) товара, наиболее популярными контрактами которых являются «внутри дня» (WD), «на сутки вперед» (DA), «на месяц вперед» (MA). Они формируют ближнюю часть форвардной кривой. Дальнюю – формируют продукты с более длительным временем поставки - на квартал, сезон и календарный (газовый) год. Форвардная кривая используется трейдерами для управления рисками и хеджирования своих портфелей на один, два и более лет.

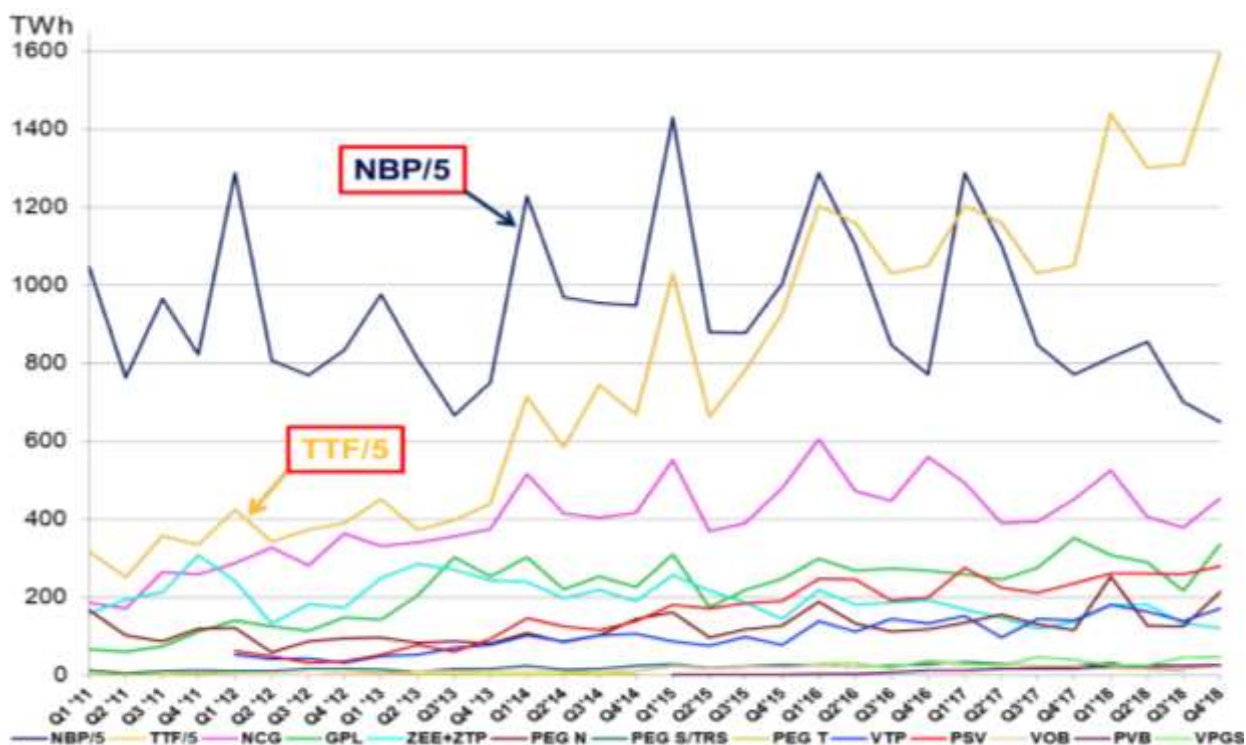
В 2017/18 году по количеству активных участников рынка TTF лидирует. На итальянском PSV наблюдалось заметное увеличение числа трейдеров, торгующих по кривой, что позволило этому хабу перейти от категории «активных» к «зрелым» хамам. Австрийский VTP также рассматривался в качестве «зрелого» в 2017 г., но его показатель немного снизился в 2018 г. до категории «активные». Следует отметить, что на испанском PVV было зарегистрировано значительное число трейдеров, торгующих по кривой, в следствие чего хаб находится рядом с категорией «активные».

Второй ключевой критерий – торгуемые продукты. Заключительный этап наступления «зрелости» хаба – хаб создает для трейдеров достаточную ликвидность, чтобы они могли использовать определенные торгуемые продукты (например, «на сутки вперед» или «на месяц вперед») в качестве индексов, по которым можно оценить сделки с реальным продуктом. Этим продуктам отдают предпочтение финансовые участники, в особенности банки и хедж-фонды, и обычно ими торгуют на зрелых рынках с достаточной ликвидностью и прозрачностью.

В хабе TTF, как и в 2014-2017 гг., продается наибольшее количество газа по всем видам контрактов. Однако по доле длинных контрактов («квартал – вперед», «сезон – вперед» и «год – вперед») TTF в 2016 г. немного опережала NBP – 71% против 62% в общей структуре торгов. Уточним, что особенностью европейской срочной торговли в отличие от

рынка США является доминирование длинных форвардов над короткими, первые поддерживаются твердыми обязательствами по импорту газа.

Независимо от количества участников и вида доступного продукта, объем торговли - это важный показатель (3 критерий) при анализе развития рынка, в данном случае газовых хабов. Объем торговли при сопоставлении с общим размером базового рынка образует индекс оттока (см. ниже), который, вероятно, является наиболее важным фактором, определяющим успешность функционирования хаба на рынке. В целом, рынок с высокими абсолютными объемами торговли имеет высокий индекс оттока, большое количество активных участников и характеризуется низкими рисками ценового манипулирования.



**Рисунок 1. Динамика объемов торговли, 2011-2018 гг.**

Источник: Heather (2019).

На TTF и NBP на данный момент приходится наибольший объем торговли (на протяжении десятилетия). Наибольшее расхождение между двумя хабами пришло на 2018 г., когда объем торговли на TTF вырос на 20% и упал на NBP на 28%. Развитие немецких хабов вызывает определенное разочарование: рост объемов торговли на начальной стадии (2008-2014 гг.) сменился их снижением и оставался практически неизменным на протяжении последних 3 лет. Было также зафиксировано прогрессивное увеличение объема торговли на итальянском хабе PSV с 2014 г., а в 2018 г. им была преодолена отметка в 1000 ТВт-ч, что квалифицирует его в качестве активного хаба, показатели которого близки к GPL.

В четвертом квартале 2018 г. наблюдался всплеск активности на французском хабе TRF после слияния PEG Nord и TRS; на Австрийском VTP был отмечен медленный, но устойчивый рост в объемах в течение последних пяти лет - хаб, по-видимому, был успешно преобразован из основной физической торговой точки (хаб Baumgarten / SEGH) в виртуальный хаб.

Последние два хаба в абсолютных объемах торговли - испанский PVB и чешский VOB. С момента своего создания в конце 2015 г. PVB ежегодно демонстрировал уверенный рост, увеличив объемы торговли с 30 ТВт-ч в 2016 г. до 100 ТВт-ч в 2018 г., в итоге PVB

поднялся с последней позиции(см. Рисунок 1)., обогнав хабы VOB, объемы торговли которого выросли с 35 ТВт-ч в 2013 г. до 105 ТВт-ч в 2016 г., а затем снизились до 80 ТВт-ч в 2018 г.

За последнее десятилетие все европейские хабы за исключением ZEE (зафиксировал снижение на 8%), увеличили значение объемов торговли. Цифры TTF показали более чем 50 кратное увеличение при этом немецкие хабы выросли в 8 раз, PSV - почти в 7 раз, TRF (по сравнению с PEG Nord) и VTP – примерно в 4 раза. Хаб с наименьшим ростом – это NBP, в 2008 г. представлявший собой единственный зрелый хаб с объемом торговли 11 000 ТВт-ч, который на сегодняшний день уступил статус европейского бенчмарка TTF.

Четвертый ключевой критерий – индекс торгуемости (ICIS) – как таковой не является показателем развитого, ликвидного и прозрачного рынка, но в совокупности с другими метриками может помочь в процессе анализа развития хабов. Все потому что непосредственно сам индекс отражает лишь спрэд заявок и предложений, при этом не оценивая глубину рынка по ценовым котировкам. Следовательно, этот индекс наиболее показателен при узких спредах между заявками на покупку и предложениями на продажу. Его роль существенно снижается при малых объемах торговли по заявленным ценам.

Согласно данному критерию, по состоянию на 2008 г. лишь NBP был «зрелым хабом», остальные же хабы можно было охарактеризовать как неразвитые. В течение следующих 10 лет NBP держал эту планку вплоть до 1 квартала 2017 г., когда начали падать его показатели, а вместе с тем и доминирование британского хаба на европейском рынке газа. С другой стороны, начав в 2008 г. на уровне неразвитого хаба (12/20), TTF непрерывно повышал свое положение, чему способствовала стратегия правительства Нидерландов ‘Gas Roundabout’<sup>57</sup>, что привлекло на площадку возрастающие объемы и ликвидность, вследствие чего хаб достиг максимума 20/20 в 3 квартале 2015 г., где и остается на сегодняшний день. Отметился самым значительным ростом из всех хабов, испанский PSV, который с 2008-2012 гг. неизменно был на отметке 0/20, затем показал прогрессивный рост вплоть до 15/20 в 4 квартале 2016 г., после чего откатился до 14/20 в следующем квартале.

Вероятно, наиболее важным параметром коммерческого успеха газового хаба является коэффициент перепродаж (churn rate), который представляет собой отношение объемов торговли к фактическим физическим поставкам газа: количество сделок, когда «партия» газа продается и перепродается с момента его первоначальной продажи производителем и окончательной покупкой потребителем.<sup>58</sup> Коэффициент перепродажи является отличным показателем реальной ликвидности и успеха хаба, используемым на большинстве товарных, а также финансовых рынках. Коэффициент перепродажи используется трейдерами как «срез» ликвидности рынка; некоторые трейдеры отказываются торговать на рынках с коэффициентом перепродажи меньше 10, и многие финансовые игроки присоединятся к рынку только в том случае, если этот коэффициент выше 12.

По критерию churn-rate лишь два хаба можно считать «зрелыми». TTF является лидером, достигнув значения 70,9 в 2018 г. (для сравнения 13,9 в 2011 г.); NBP остается на втором месте, при этом в 2018 г. значение хаба снизилось до 16,9 (14,4 в 2008 г.). Эти два хаба по-прежнему являются единственными, которые зарегистрировали показатель перепродаж выше 10. VTP – еще один хаб с показателем коэффициента перепродаж в диапазоне 5-10 (в 2018 г. значение составило 6,9). Во всех других хабах наблюдается очень низкий коэффициент перепродаж (менее 5): значение ZEE постепенно снизилось в течение десятилетия с 5,1 в 2008 г. до 3,1 в 2018 г., что отражает резкий спад в объемах торговли.

Немецкие хабы не претерпели значительных изменений за последние 5 лет: churn rate NCG немного выше GPL (3,8 и 2,8 соответственно); тем не менее, оба хаба значительно

<sup>57</sup> Algemene Rekenkamer (2012). Gasrotonde: nut, noodzaak en risico s; Nederland als Europees knooppunt van gastransport. Tweede Kamer, vergaderjaar 2011-2012, 33 292, nr. 1.

<sup>58</sup> Сколково, 2017. Хизер, П. Развитие газовых хабов и их роль в формировании бенчмарков для физических контрактов на поставку природного газа // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО–2017, С. 32.

улучшили свои позиции, так, в 2008 г. коэффициент перепродажи составлял 0,4 на NCG и GPL в совокупности. Ситуация с французским хабом выглядит хуже: несмотря на то, что в 2008 г. французский TRF, как и немецкие хабы, имел коэффициент перепродажи 0,4 на момент 2018 г. на нем наблюдается низкий churn rate 1,7. На итальянском PSV наблюдается схожая ситуация в течение десятилетия, однако есть признаки роста ликвидности, несмотря на то, что коэффициент перепродажи в 2018 г. составил всего 1,4. На VOB и PVB нет даже минимального уровня перепродаж (коэффициент перепродаж менее 1). Все это свидетельствует о том, что по состоянию на 2020 г. согласно пятому ключевому критерию TTF и NBP являются развитыми хабами; также VTP представляет собой активный центр с развивающейся глубиной, ликвидностью и прозрачностью; другие же хабы не отвечают критериям и не являются ликвидными и прозрачными.

**Таблица 1.**

**Пять ключевых критериев оценки зрелости хабов, 2018 г.**

Хаб	Количество активных участников	Количество торгуемых продуктов	Объем торговли	Индекс торгуемости (4 кв.)	Коэффициент перепродажи	Общий бал /15*
TTF	189	50	28220	20	70,9	15
NBP	151	44	15105	16	16,9	14
NCG	137	23	1760	15	3,8	9
GPL	105	21	1150	14	2,8	9
PSV	102	20	1060	14	1,4	9
VTP	83	16	650	10	6,9	8
TRF	50	17	780	12	1,7	7
ZEE	47	16	460	7	3,1	7
ZTP	45	12	150	3	3,1	7
PVB	41	11	100	0	0,3	5
VOB	19	11	80	5	0,9	5

\*Общее число баллов подсчитано как сумма баллов по каждой категории (выделены различными цветами). Рынки, набравшие от 12 до 15 баллов, считаются зрелыми, от 8 до 11 – активными, от 5 до 7 – слаборазвитыми, от 1 до 4 – неактивными.

Источник : Heather (2019)

Согласно исследованию Питероа Хизера по пяти ключевым элементам, зрелыми и высоколиквидными являются лишь TTF и NBP, где торговля газом характеризуется наибольшим количеством активных участников и самым значительным торгуемым объемом (28220 ТВт-ч и 15105 ТВт-ч соответственно, в совокупности 87% рынка), а также самым высоким коэффициентом оттока – чуть более 70.9 и 16.9 соответственно.

Для текущего состояния газового рынка ЕС характерно системное доминирование двух ведущих площадок, определяющих положение во всем регионе; сохраняется географическая фрагментированность рынка. TTF и NBP в настоящее время являются доминирующими торговыми центрами в Европе и используются для управления рисками, хеджирования и балансировки. Оба хаба имеют хороший доступ к рынку газа, обеспечивают

форвардную кривую для управления финансовыми рисками с очень активными спот-рынками, используемыми в основном с целью создания баланса, построены на качественной и надежной газовой инфраструктуре, обладают надежным режимом баланса цен на рыночной основе.

Однако в связи с Брекситом, британский NBP становится все менее удобным для трейдеров, добавляя к их рискам правовые неопределенности и колебания курса фунт/евро. За период 2008-2018 гг. наиболее значимым изменением стало сокращение абсолютных объемов на NBP в пользу TTF. Континентальный газовый хаб TTF опередил британский NBP по объемам торгов и стал не только крупнейшим в Европе, но и «нулевой точкой» формирования цен. Несмотря на резкое снижение объема добычи газа в Гронингском месторождении<sup>59</sup>, нет причин считать, что это повлияет на доминирующее положение TTF в качестве эталонного хаба для северо-западной Европы. На данный момент на долю голландского хаба приходится 57% общего объема торговли газом в Европе, на NBP – 30.5%, таким образом в совокупности на TTF и NBP приходится 87% абсолютных объемов. Интересно, что похожая ситуация имела место в 2008 г.

Единственным изменением за последние два года стало создание единой торговой зоны во Франции (ноябрь 2018 г.), Торгового региона Франции (TRF) и создание хаба в Греции (июль 2019 г.). Также в апреле 2019 г. между Данией и Швецией была создана единая зона баланса; с 1 января 2020 г. между Финляндией, Эстонией и Латвией была создана единая тарифная зона для транспортировки газа, что может считаться началом давно запланированного Балтийского хаба.

В свою очередь NCG, GPL, PSV и VTP относятся к активным хабам с развивающейся ликвидностью, они все еще не являются полностью прозрачными, открытыми и доступными для широкого круга участников. Объем торговли на ZEE снизился на 57% по сравнению с пиковым значением в 2013 г., и, несмотря на то, что бельгийский виртуальный хаб ZTP помогает поддерживать объемы, 9-е место ZEE в рейтинге выше показывает, что этого недостаточно (5-е место в 2015г.) И наоборот, итальянский PSV продемонстрировал значительный рост: его объемы торговли выросли в 6 раз с 2012 г. (5-е место на сегодняшний день). Многие факторы играли в пользу интеграции и усиления немецких хабов (NCG и GPL), их предполагаемое слияние должно произойти к 2022 году, но неизвестно, поспособствует ли это стимулированию торговли в Германии.

Различная степень зрелости национальных газовых рынков и уровень развития конкуренции в совокупности с целым спектром национальных особенностей приводят к тому, что интересы каждой страны так или иначе вступают в противоречие с унифицированными подходами Целевой модели газового рынка. В свою очередь это служит причиной разноскоростного характера процессов либерализации, а также затрудняет достижение целей интеграции в поставленные сроки. Либерализованный и ликвидный европейский рынок газа — это результат многолетних реформ, проводимых странами ЕС на протяжении последних 20 лет. Используемая методика анализа торговли на европейских хабах свидетельствует о том, что хабы дополняют друг друга в описании динамики развития краткосрочной торговли и являются хорошей основой для исследования эволюции ценообразования в данном сегменте газового рынка.

Результаты исследования подтверждают, что краткосрочная торговля газом в Европе развивается, однако каждый хаб обладает уникальными характеристиками, обеспечивающими различные темпы развития и интеграции. Снижение физических барьеров, препятствующих интеграции европейских газовых рынков, свидетельствует о, в целом, успешной реализации положений Третьего энергетического пакета в области

---

<sup>59</sup> <https://www.reuters.com/article/us-netherlands-gas/netherlands-to-halt-groningen-gas-production-by-2022-idUSKCN1VV1KE>

трансграничных механизмов.<sup>60</sup> Это позволило устранить многие ограничения пропускной способности трубопроводов по общеевропейской сети. Однако сохраняющиеся многочисленные нефизические барьеры в газовой торговле свидетельствуют о необходимости обеспечения устойчивого и эффективного развития рынков, особенно в отдельных европейских странах (Польша - VTP Gaz System, Испания – PVB и др.), что говорит о необходимости дальнейшего совершенствования технических механизмов.

Крайне важно, чтобы Европейские системные операторы обеспечили полную интеграцию рынков газа с поставкой «на сутки вперед», учитывая концентрацию рынка, его структуру и регулирование, имеющие решающее значение для развития Единого Европейского рынка. Устранение физических барьеров для рыночной интеграции в сочетании с более эффективной интеграцией на законодательном уровне подразумевает будущую конвергенцию цен на газ на сутки вперед к единой на территории всей Европы (при отсутствии затрат на транспортировку). Это дает дополнительные преимущества в снижении загруженности трубопроводов, повышении их эффективности и снижении рыночной власти участников в пределах национальных рынков.

Во второй половине 2019 – начале 2020 гг. из-за избыточного предложения цены на газ в Европе обрушились до локальных минимумов. Похоже, что на фоне роста предложения газа в регионе и начавшейся пандемии коронавируса они могут в ближайшее время достичь минимальных значений с начала века. Снижению цены также способствует увеличение ликвидности торговых хабов. По расчетам Oxford Institute for Energy Studies (OIES) уже к середине 2020 г. цены на газ на европейских хабах могут снизиться относительно текущего уровня – до \$71 за 1000 куб. м.

Не менее существенная причина спада газовых цен — ситуация на азиатском рынке СПГ. Стоимость СПГ в странах АТР снижается с сентября 2018 г. — на 60% до 161,1 долл./тыс. куб. м к концу июня 2019 г. Это обусловлено ростом предложения и экспорта СПГ (за 2018 год экспорт США в АТР5 вырос на 57,8%), а также временным снижением спроса на газ: благоприятные погодные условия, достаточно высокие логистические издержки, постепенный ввод в строй АЭС в Японии, одном из ключевых потребителей СПГ. Таким образом, ценовая премия, присутствовавшая на азиатском рынке газа (по сравнению с европейским), нивелируется. Перечисленные факторы стимулируют поставщиков, в особенности американских, переориентироваться на европейский рынок, емкость которого, однако, значительно ниже.

Объявление о сокращении добычи газа в Гронингене первоначально привело к росту цен на газ TTF, что имело непродолжительный характер. Фактически ситуация исчерпания Гронингенского месторождения перестала оказывать влияние на волатильность газового рынка Нидерландов. Одна из основных причин этого – увеличение объемов импорта газа, приведшее к более гарантированным будущим поставкам газа в Европу. Кроме того, из-за мягких зим последних лет, спрос на газ относительно низок. Беспрецедентно низкие для зимы спотовые котировки газа в Европе стали следствием как фундаментальных причин, так и реакцией на торговую войну между США с Китаем и замедление темпов мирового экономического роста.

Сложившаяся архитектура рынков природного газа Европы и особая роль газовых хабов — это результат реформ, проводимых в Евросоюзе на протяжении последних 20 лет. Однако, несмотря на скоординированную политику ЕС, газовые хабы остаются неоднородными по степени зрелости отдельных национальных рынков и скорости проводимых реформ, и пока еще рано говорить о полной либерализации рынков во всех странах.

---

<sup>60</sup> David Woroniuk, Arzé Karam, Tooraj Jamasb: «European Gas Markets, Trading Hubs, and Price Formation: A Network Perspective» Durham University Business School, Durham, UK, July 2019

## Список использованной литературы:

1. ACER (2019) ACER Market Monitoring Report 2018 – Gas Wholesale Markets Volume.
2. Bros (2019): Bros, Thierry: «Quarterly Gas Review 5»: March 2019: <https://www.oxfordenergy.org/publications/quarterly-gas-review-issue-5/?v=79cba1185463>
3. Neumann, A. and Cullmann, A. (2012). “What’s the story with natural gas markets in Europe? Empirical evidence from spot trade data.” In 9th International Conference on the European Energy Market. IEEE: 1-6.
4. P. Heather (2019): «European traded gas hubs: a decade of change» OIES Energy Insight 55, July 2019 : <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/European-traded-gas-hubs-a-decade-of-change-Insight-55.pdf>
5. Quarterly Report on European Gas Markets Market Observatory for Energy DG Energy, Volume 13 (issue 3, third quarter of 2019)
6. Renou-Maissant, P. (2012). “Toward the integration of European natural gas markets: A time varying approach.” Energy Policy, 51: 779-790.
7. Еремин С.В., «Трансформация мировых рынков газа». Глава 12 в монографии «Сланцевая революция и глобальный энергетический переход» / Под ред. Н. А. Иванова. — М. ; СПб. : Нестор-История, 2019. — С.198-214
8. Сколково, 2017. Хизер, П. Развитие газовых хабов и их роль в формировании бенчмарков для физических контрактов на поставку природного газа // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО– 2017.

## Механизмы и факторы ценообразования на нефтепродукты в условиях малого объема рынка

Рынок нефтепродуктов напрямую связан с рынком нефти, являющейся сырьевым монопродуктом для отрасли. На рынках как нефти, так и нефтепродуктов на протяжении всей истории отрасли находили отражение системные экономические и политические изменения, расширял свое многообразие, происходили структурные трансформации. В силу технологической взаимосвязи нефтедобычи и нефтепереработки по многим аспектам рынки нефти и нефтепродуктов развивались в едином ключе и были подвержены воздействию общих факторов.

В процессах нефтепереработки наибольшее внимание уделяется выходу светлых нефтепродуктов – бензинов, керосина, дизельного топлива. Подавляющая доля выручки НПЗ формируется из продаж нефтепродуктов на внутреннем (в России в основном бензинов, дизельного топлива, авиакеросина) и на внешнем рынках (экспортируется большая часть мазута и существенная – дизельного топлива).

В основе ценообразования в нефтеперерабатывающей отрасли лежит принцип альтернативы – количественно выраженного ответа на вопрос «а что, если...?». А что, если производить не один продукт, а другой? А если продать не на внутреннем рынке, а за рубежом? Если из имеющейся тёмной фракции не производить (к примеру) битумы, а направить её целиком на мазут? А если просто реализовать сырую нефть на внешнем рынке?

Одним из основных выражений принципа альтернативы в нефтепереработке является нетбэк (англ. *netback price*). Понятие нетбэка в классической интерпретации – это цена барреля нефти, приведенная от совокупности цен корзины нефтепродуктов и очищенная от затрат.

В общем виде формула нетбэка выражается как

$$n = \sum p_i a_i - \sum c_j,$$

где  $n$  – значение нетбэка, т.е. «очищенная» цена барреля нефти;

$p_i$  – цена  $i$ -го нефтепродукта;

$a_i$  – выход  $i$ -го нефтепродукта или его доля в корзине

( $0 \leq a_i < 1$ ;  $\sum a_i < 1$ , где  $1 - \sum a_i$  – небольшая доля нефти, приходящаяся на потери и собственное потребление НПЗ);

$c_j$  –  $j$ -ая составляющая издержек переработки, транспортировки и пр.<sup>61</sup>

Контракты на нефть с привязкой к ценам-нетбэкам были в ходу до кризиса 1986 года, в настоящее время цены на нефть определяются общепризнанными биржевыми индикаторами, однако в различных секторах нефтепереработки сохранился принцип получения фактической цены путем «очистки» определенного ценового индикатора от различных составляющих-издержек.

Для грубой оценки маржинальности нефтепереработки в отрасли применяются «крэк-спреды» - дельта между стоимостью единицы сырой нефти и выхода её переработки упрощенной корзины нефтепродуктов (бензин и мазут в пропорции  $X:Y:Z$ , где выход из  $X$  частей нефти составляет  $Y$  частей бензина (светлых нефтепродуктов) и  $Z$  частей мазута (темных нефтепродуктов).<sup>62</sup> Например, в при использовании крэк-спреда 5:3:2 предполагается, что на НПЗ выход переработки из 5 частей нефти составит 3 части светлых и 2 части темных нефтепродуктов. В таком случае, крэк-спред (маржа переработки) будет равен

$$C = (3G + 2F) - 5P,$$

<sup>61</sup> Mabro, R. Netback Pricing and the Oil Price Collapse of 1986, p. 6

<sup>62</sup> Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries, EIA.



где  $G$  – цена бензина,  $F$  – цена мазута,  $P$  – цена нефти за единицу измерения. В то же время  $(3G + 2F)$  в общем виде можно представить как  $\sum p_i a_i$  из классической формулы нетбэка – сумму произведений цен нефтепродуктов на их соответствующие доли в корзине.

Таким образом, крэк-спред, пренебрегая операционными издержками, показывает разницу между рыночной ценой нефти и ценой-нетбэком.

Цена нетбэка или цен от альтернативы – это один или группа выбранных ценовых индикаторов, скорректированных на релевантные затраты. При этом сам ценовой индикатор для расчета тоже де-факто является издержками – альтернативными в случае, если мы рассматриваем экономику ВИНК в целом, т.е. выбирая произвести и продать оцениваемый продукт (для «исторического» нетбэка – сырую нефть), ВИНК отказывается от реализации продукта-индикатора (в «историческом» случае – всю корзину нефтепродуктов. В случае же, если мы рассматриваем НПЗ или блендинговый завод как самостоятельную экономическую единицу, то цена продукта-индикатора может быть и прямыми (материальными) затратами, если поставщик использует альтернативу как метод ценообразования. Стоит отметить, что ценообразование от рыночной альтернативы распространено и при поставках внутри ВИНКов, так как привязка к индикаторам рынка позволяет соблюсти требования регуляторов по трансфертному ценообразованию.

Таким образом, ценообразование от экспортной или производственной альтернативы можно воспринимать как частный случай метода ценообразования “Cost+”, специфический для нефтеперерабатывающей отрасли. “Cost+” – «затраты плюс надбавка» - один из базовых принципов ценообразования, наиболее характерных для рынков с несовершенной конкуренцией, к которым, очевидно, относятся рынки нефтепродуктов.

Применительно к российскому рынку традиционно предполагается, что на внутренний рынок поставляется ровно столько нефти, сколько необходимо для удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты, а прочий объем реализуется на экспорт. Однако для того, чтобы у вертикально-интегрированной компании сохранялись стимулы для поставки нефти на внутренний рынок, ее продажа должна быть как минимум не менее рентабельной, чем экспорт. Мировая цена определяется биржевыми тенденциями, а формирование внутренней цены происходит путем вычитания экспортной пошлины и стоимости транспортировки нефти до биржевых базисов поставки (т. н. «приведение» цены) с добавлением внутренних налогов (акцизы и НДС).

Экспортный паритет или экспортная альтернатива – метод ценообразования, схожий с нетбэком по принципу «очистки» определенного индикатора от затрат. Крупные объемы российской нефти, мазута, вакуумного газойля, дизельного топлива, нафты и прочих нефтепродуктов отправляются на экспорт. При реализации потребителям в России цены на эти продукты рассчитываются по принципу паритета с ценами внешнего рынка. Цена экспортного паритета – это цена внутреннего рынка, эквивалентная реализации на альтернативном внешнем рынке по текущим котировкам. Такой метод расчета ценовых индексов применяется в торговле и государственном регулировании рынка нефтепродуктов во многих странах. Обобщенное значение экспортной альтернативы на российском рынке для выбранного нефтепродукта считается «обратным счетом» от котировки по следующей формуле:

$$I_i^t = \left( (P_{ij}^t - C_j^t - E_i^t) \times X^t + T_i^t \right) \times (1 + V^t);$$

где  $I_i^t$  – значение цены экспортного паритета -го нефтепродукта на дату расчета  $t$  (в рублях за 1 т нефтепродукта);

$P_{ij}^t$  – котировка -го нефтепродукта на  $j$ -ом базисе международной торговли на дату расчета  $t$ ;

$C_j^t$  – суммарные транспортные и логистические затраты, приведенные от -ого базиса, на дату расчета  $t$  (на 1 т нефтепродукта);

$E_i^t$  – ставка вывозной таможенной пошлины, установленная Министерством экономического развития РФ на дату расчета  $t$  за 1 т -го нефтепродукта;  
 $X^t$  – курс валюты (как правило, доллара США) на дату  $t$   
 $T_i^t$  – ставка акциза на дату расчета  $t$  за 1 т -го нефтепродукта;  
 $V^t$  – ставка НДС, действующая для данного нефтепродукта (в долях единицы). С 2019 г. составляет 20% (0,2).<sup>63</sup>

Такой механизм ценообразования позволяет обезопаситься от рыночных рисков, заключать долгосрочные контракты, а также дает возможность продавцам получить обоснованный доход при резких колебаниях рынка.

Основным ориентиром для цен на нефть и ликвидные нефтепродукты с достаточным объемом рынка при экспортных поставках являются результаты биржевых торгов. Результаты торгов нефтью и нефтепродуктами и цены, которые сложились в результате этих торгов публикуются специализированными информационными агентствами. Наиболее авторитетное из них — агентство S&P Global Platts – публикует актуальные биржевые цены (котировки). Котировки агентства Platts (в долларах США за тонну или баррель) сейчас считаются «официальными» и цены конкретных контрактов поставки нефти и нефтепродуктов часто привязаны именно к ним. Котировки публикуются с детализацией по нескольким основным видам (сортам) нефти и нефтепродуктов (дизельное топливо, авиационное топливо, топочный мазут и т. п.) и по базисам поставки. Базис поставки – это как правило конкретный порт, железнодорожная станция или небольшой регион, в который осуществляется поставка и условия передачи прав собственности (INCOTERMS). Так, для Европы это могут быть акватория Средиземного моря (MED) – как правило, порт Аугуста, акватория Северного и Балтийского морей (NWE) и акватория вокруг портов Роттердам, Амстердам и Антверпен (ARA).

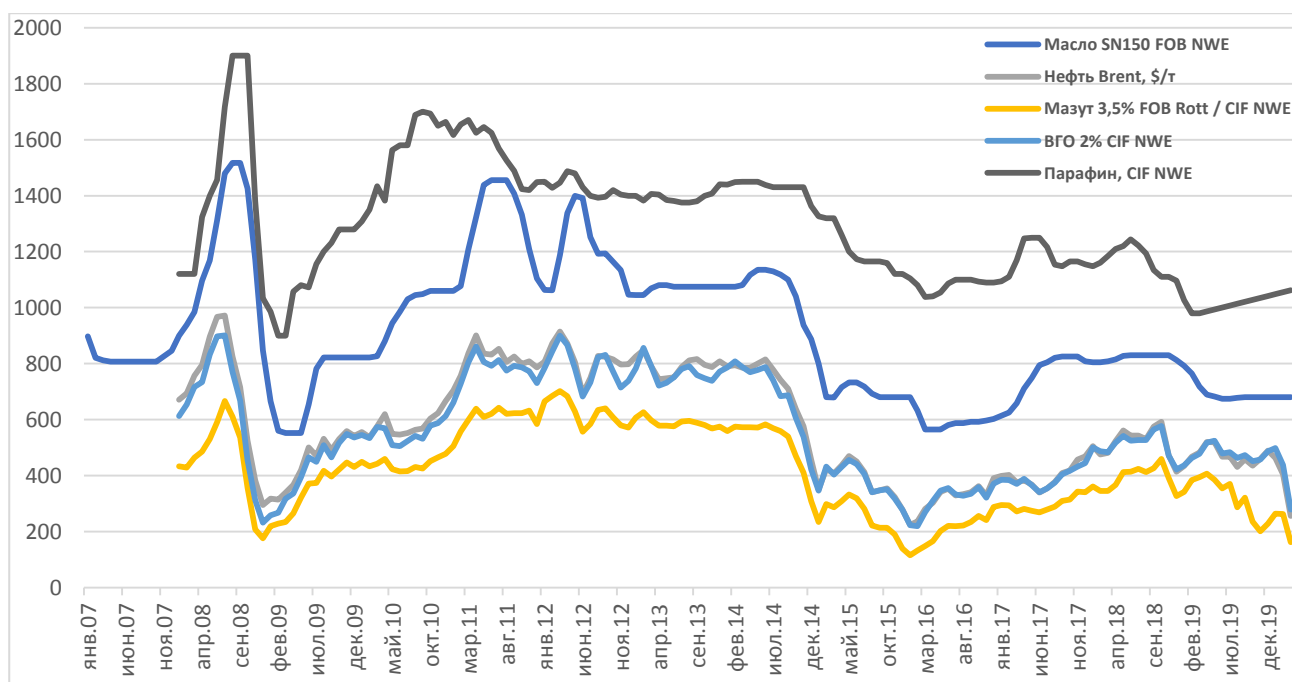
Основными индикаторами цен на специализированные нефтепродукты с малым объемом рынка, такие как базовые масла или парафины, на мировом рынке являются котировки, рассчитываемые информационными агентствами – ICIS и Argus. Котировки на парафины публикует только агентство ICIS, специализирующееся на нефтехимии. Argus Media имеет представительство в Москве и выпускает значительный перечень внутренних индикаторов российского рынка. Индикаторы цен на битумы публикуются только на региональном уровне из цен предложений НПЗ в силу ограниченной географии поставок. На уровне НПЗ цены на битумы определяются по принципу не экспортной, а производственной альтернативы от мазута и вакуумного газойля.

Важными отличиями от котировок на основные биржевые нефтепродукты являются следующие особенности:

- котировки выходят на еженедельной, а не ежедневной основе;
- котировки отсутствуют в открытом доступе, предоставляются по подписке только участникам рынка;
- биржевая торговля практически отсутствует, подавляющий объем торговли производится на спотовом рынке и в рамках срочных контрактов;
- диапазон ценового индикатора (от «нижнего» до «верхнего» значения) на один продукт в одном регионе может достигать 20% котировки.

---

<sup>63</sup> Argus Индексы экспортного паритета, Argus Media



**Рисунок 1. Динамика цен на нефть и избранные нефтепродукты**

Источник: Составлено автором по материалам ICIS, Platts.

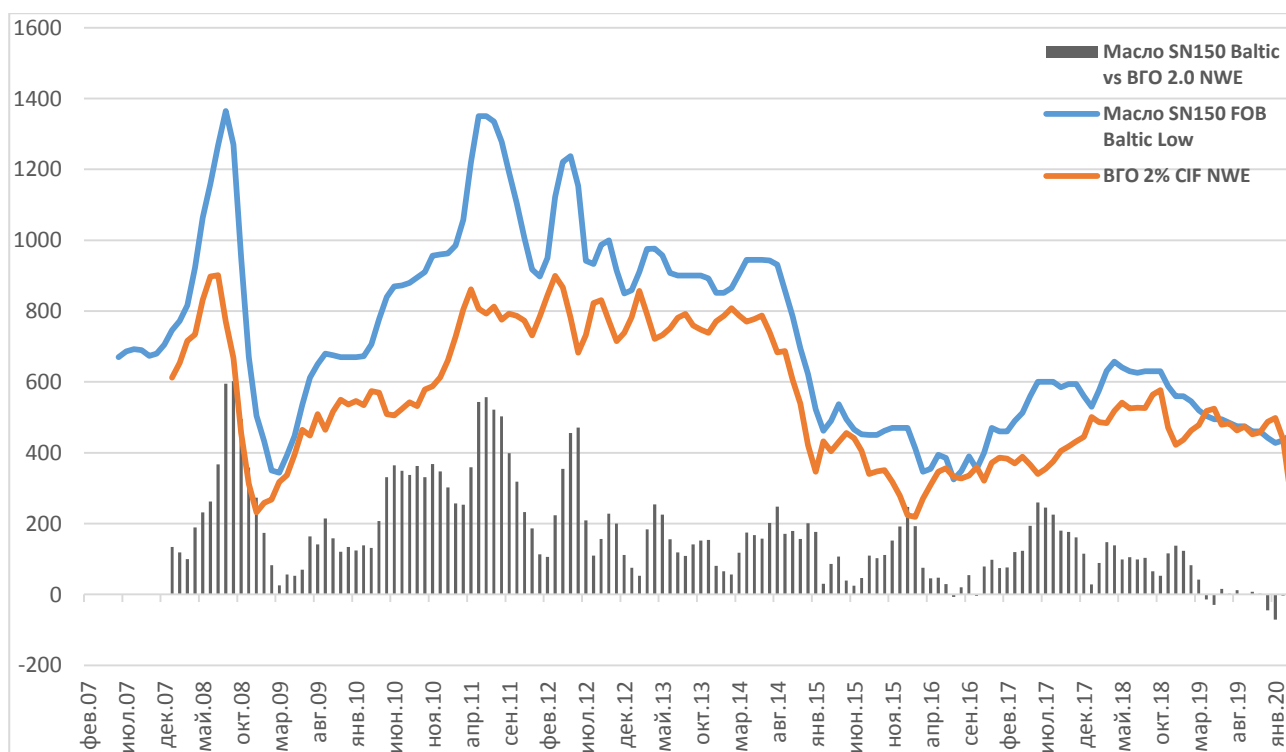
Как видно из рис. 1, цены на нефтепродукты следуют за ценой на нефть, но если биржевые продукты как ВГО (вакуумный газойль) или мазут повторяют динамику цен на нефть в точности, то более специализированные продукты – базовые масла и парафины в кратко- и среднесрочном периодах могут реагировать на фундаментальные факторы на своих рынках.

Характерным примером может служить динамика премий базовых масел к ВГО. Котировки ВГО практически идентичны ценам на нефть и являются сырьевым компонентом – альтернативой базовым маслам. Из рис. 2 явно следует, что баланс спроса и предложения на базовое масло относительно альтернативной корзины нефтепродуктов носит циклический характер.

Таким образом, небольшие рынки нефтепродуктов менее волатильны в краткосрочном периоде в силу сравнительно медленных темпов торговли, однако подвержены большему разбросу цен относительно среднего индикатора. Важно обратить внимание, что материалы информационных агентств не публикуются в открытом доступе и предоставляются по подписке заинтересованным участникам рынка, что снижает прозрачность ценообразования. Также методология расчета региональных (внутрироссийских) котировок основана на опросном методе и интерпретации полученных данных агентствами, что, по мнению антимонопольного регулятора, открывает возможности для манипулирования ценами и предоставления ложных сигналов в рынок<sup>64</sup>.

В действительности при такой системе формирования ценовых индикаторов участники рынка являются одновременно и ценополучателями – их методики и коммерческие политики зачастую привязаны к котировкам, так и источниками ценовых сигналов. Так, например, подтвержденная информация о существенной поставке ниже текущей минимальной котировке с высокой вероятностью скорректирует котировку вниз в следующем периоде.

<sup>64</sup> Справка о ценообразовании на мировых рынках нефти и нефтепродуктов и его влиянии на внутренние рынки нефти и нефтепродуктов Российской Федерации, ФАС России



**Рисунок 2. Динамика цен на БМ и ВГО, премия БМ к ВГО**

Источник: Составлено автором по материалам ICIS, Platts.

В условиях ценовых шоков на уровень цен в краткосрочной перспективе наибольшее влияние оказывают фундаментальные факторы. Баланс спроса и предложения в конкретном регионе оказывается важнее, чем общемировые тенденции. Так, в силу ограниченного объема рынка ввод в эксплуатацию нового НПЗ или плановый ремонт у крупного производителя могут оказаться решающим фактором динамики цен в регионе.

Таким образом, ценообразование от экспортной или производственной альтернативы можно воспринимать как специфический для нефтепереработки вариант базового метода ценообразования “Cost+”, характерного для рынков с несовершенной конкуренцией, к которым, очевидно, относятся рынки нефтепродуктов.

В условиях ценового шока менее ликвидные нефтепродукты могут сработать как хедж, так как их премии к сырью значительно вырастают в моменте. Однако даже в условиях благоприятных фундаментальных факторов расхождение между ценами на сырье и продукт приводит к росту привлекательности производства продукта и избытку предложения. Учитывая, что падение цен на нефть зачастую взаимосвязано с замедлением или кризисными явлениями в мировой экономике, избыточное предложение накладывается на замедление спроса, что в конечном итоге приводит к обрушению цен на нефтепродукт.

### Список использованной литературы

1. Argus Base Oils / Argus Media. Var. issues 2012-2020.
2. Argus Индексы экспортного паритета: методика и спецификации / Argus Media. 2018.
3. ICIS Base Oil Price Reports / ICIS – Reed Business Information. 2007-2020.
4. Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries / EIA. 2002. 96 p.
5. Mabro, R. Netback Pricing and the Oil Price Collapse of 1986. // WPM 10. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 1987. 65 p.
6. PLATTS MarketData / S&P Global Platts, 2008-2020.

7. ФАС России. Справка о ценообразовании на мировых рынках нефти и нефтепродуктов и его влиянии на внутренние рынки нефти и нефтепродуктов Российской Федерации, 2012.
8. Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России / под ред. О. И. Маликовой, Е. С. Орловой. — М: Экономический факультет МГУ имени М. В. Ломоносова, 2017. — 432 с.

## Формульное ценообразование на нефтепродукты как путь к снижению рисков на фоне рыночной волатильности

Колебания нефтяного рынка напрямую ретранслируются на рынки нефтепродуктов, что оказывает значительное негативное давление на нефтеперерабатывающие предприятия, а также смежные отрасли. В условиях высокой волатильности производители и потребители нефтепродуктов оказываются в ситуации, при которой финансово-экономические показатели их деятельности становятся нестабильными, кратко- и среднесрочное планирование невозможным, а риски крайне высокими. Определяющим фактором для осуществления сделок при таком положении дел становятся применяемые принципы ценообразования. Вероятно, что внедрение формульного ценообразования, основанного на привязке к рыночным индексам/индикативам и нашедшего довольно широкое применение в других сырьевых отраслях, например, в сталелитейной [1], позволит решить описанную проблему. Справочно: базовые принципы действия формульного ценообразования:

Таблица 1.

### Примеры элементарных формул с абсолютным и относительным изменением цены

Абсолютное изменение	Относительное изменение
$P_1 = P_0 + (X_1 - X_0)$ , где P – цена; X – значение котировки.	$P_1 = P_0 * \left(\frac{X_1}{X_0}\right)$ , где P – цена; X – значение котировки.

Источник: данные автора.

Для начала предлагается проанализировать структуру вопроса и выявить ключевые характеристики цен для обеих групп игроков на рынке:

- Для потребителей: насколько цены отражают рыночный уровень (как для спотовых, так и для долгосрочных поставок) и, как следствие, насколько транспарентным является ценообразование;
- Для производителей: каков текущий и ожидаемый уровень прибыли, следовательно, насколько динамика цен коррелирует с динамикой себестоимости продукции.

Как мы видим, формульное ценообразование выполняет условия потребителя – привязка к котировкам позволяет сделать процесс ценообразования более прозрачным и более точно отражающим рыночную действительность.

Однако, рассматривая проблему с точки зрения производителей, становится ясно, что перед тем, как осуществлять выбор среди различных вариантов ценообразования, необходимо изучить методики формирования себестоимости. Наиболее распространенными методиками расчета себестоимости сырья для производства нефтепродуктов являются следующие:

1. Полная производственная себестоимость. Включение в себестоимость всех производственных затрат, как переменных, так и постоянных. Закупка сырья при этом происходит преимущественно на открытом рынке по спотовым ценам, или же заключаются долгосрочные контракты, зачастую под специфичные продукты (например, базовые масла III группы производства ТАНЕКО в России). Распространено среди независимых НПЗ, а также в случае вероятной недозагрузки мощностей на НПЗ ВИНК;
2. Переработка по схеме «процессинга». При данной схеме, НПЗ, являющийся дочерним обществом ВИНК, получает нефть для переработки бесплатно (так называемую «давальческую» нефть), а все полученные нефтепродукты возвращают собственнику

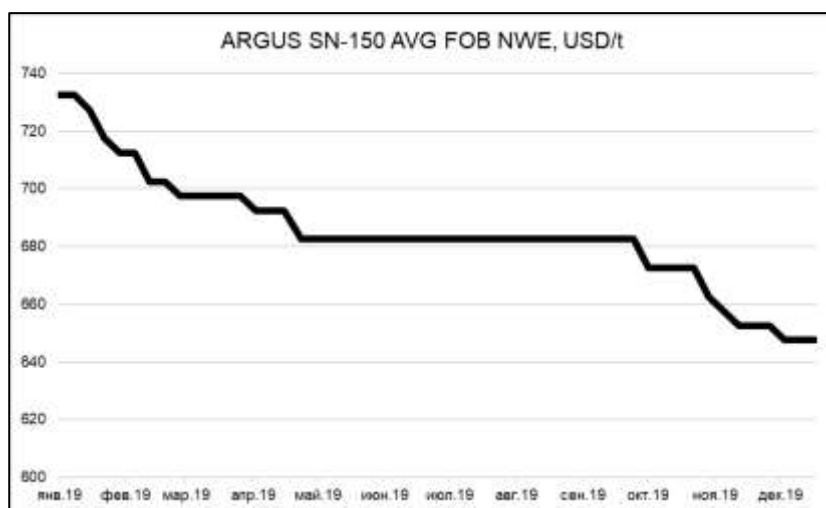
сырья. После этого головная компания выплачивает НПЗ ставку процессинга, которая и является прибылью завода [2];

3. Производственная альтернатива. Эта методика используется, в основном, для расчета себестоимости нефтепродуктов, получаемых из переработанного сырья (вакуумный газойль (ВГО), мазут и пр.). Она заключается в выравнивании себестоимости продукции (например, битума) с совокупной стоимостью альтернативных продуктов, которые могли быть произведены из того же объема того же сырья;
4. Справедливая цена, рассчитанная на основе экспортной альтернативы (нетбэка). Данный вариант выравнивает себестоимость по уровню приведенных до базиса завода цен (котировок), чтобы для поставщика сырья экспорт и переработка являлись одинаково прибыльными [3]. Отличительной чертой данной методики является то, что цены на сырье фактически отражают текущий рыночный уровень – ценополучатель не имеет никаких предпочтений, даже если поставщик сырья и закупщик входят в одну группу компаний.

Аналогичным образом рассмотрим различные виды ценовых условий на нефтепродукты:

- Краткосрочные (спотовые) условия поставки:
  - Цены, устанавливаемые на биржевых торгах. Применяются для высоколиквидных, котируемых на международных и национальных биржевых площадках нефтепродуктов – бензин, дизельное топливо (ДТ), ВГО и т.д. Данные цены являются рыночными по определению;
  - Цены, устанавливаемые на прямых торгах «продавец-покупатель». Могут применяться для всех видов нефтепродуктов, однако наиболее характерны для менее ликвидных, таких как базовые масла, парафины и пр. Методология формирования котировок на такие продукты заключается в консолидации фактических сделок на определенных рынках, так что данные цены также можно считать рыночными;

Справочно: Сравнение динамики котировок за 2019 год товара, котировки на который публикуются раз в неделю на основании фактических сделок (базовое масло SN-150), и более ликвидного биржевого товара (вакуумный газойль VGO 2.0%), котируемого каждый день:



**Рисунок 1. Динамика котировки ARGUS SN-150 AVG FOB NWE за 2019 год**

Источники: отчеты информационного агентства Argus. URL: <http://direct.argusmedia.com/>



**Рисунок 2. Динамика котировки ARGUS VGO 2.0% AVG FOB NWE за 2019 год**

Источники: отчеты информационного агентства Argus. URL: <http://direct.argusmedia.com/>

- Долгосрочные («тёрмовые») условия поставки:
  - Фиксированные цены на весь период поставок. Устанавливаются на прямых торгах между продавцом и покупателем, могут выходить за пределы границ рыночных цен. Обеспечивают стабильные гарантированные поставки, но при этом несут экономические риски как для покупателя (при наличии более выгодных альтернативных предложений менять поставщика из-за take-or-pay невыгодно), так и для продавца (себестоимость может превысить цену и генерировать отрицательную прибыль на балансе завода);
  - Формульное ценообразование. Изменение цен привязано к рыночным переменным, влияющим на себестоимость – котировки, экспортная пошлина, курс валюты и т.д. Причем цены по формулам точно так же являются рыночными, как и спотовые [4]. Пересчет цен производится на каждый период (ежемесячно, ежеквартально) и нацелен на сохранение изначально согласованного уровня удельной прибыли.

Далее проведем краткий SWOT-анализ применения формульного ценообразования:

**Таблица 2.**

**SWOT-анализ формульного ценообразования**

<p><b>Сильные стороны:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Позволяет сохранять стабильный уровень удельной прибыли в условиях волатильности;</li> <li>• Клиентам предоставляется обоснование изменения цен на основе рыночной конъюнктуры;</li> </ul>	<p><b>Слабые стороны:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• При сравнении с фиксацией цены на длительный срок может проигрывать на фоне снижения котировок и, как следствие, цен;</li> <li>• Для ряда нефтепродуктов (напр. готовые смазочные материалы) полностью отразить изменение себестоимости через только рыночные котировки невозможно;</li> </ul>
--	---



<p>Возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Использование предохранительных механизмов, позволяющих нивелировать краткосрочные колебания на рынке;</li> <li>• Применять формульное ЦО только для продуктов, себестоимость которых напрямую зависит от котировок;</li> </ul>	<p>Угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Возникновение долгосрочного понижающего тренда на рынке, в связи с чем начнется затяжное снижение цен;</li> <li>• Изменение методики формирования себестоимости – это делает применяемую формулу неэффективной.</li> </ul>
--	--

Источник: анализ автора.

На основе всей вышеприведенной информации можно сделать вывод о том, что в тех случаях, когда используются методики расчета полных производственных затрат и процессинга, использование формульного ценообразования не является целесообразным, так как себестоимость напрямую не зависит от рыночных показателей. В то же время, методики производственной и экспортной альтернативы как раз основываются на привязке к котировкам, что позволяет перевыставлять колебания себестоимости, вызванные рыночными факторами, в цену. Таким образом, в случае заключения долгосрочных контрактов на поставку нефтепродуктов, себестоимость которых завязана на экспортную или производственную альтернативу (более характерно для менее ликвидных продуктов), использование формульного ценообразования позволит в значительной степени снизить влияние волатильности на удельную прибыль компании. Тем более, что грамотное использование выделенных в SWOT-анализе возможностей по большей части нивелирует слабые стороны и угрозы.

#### Список использованной литературы

1. Виноградов А.Н., Кудряшова Ю.В., Магруппова З.М. ОСОБЕННОСТИ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА МЕТАЛЛОПРОДУКЦИЮ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА//Фундаментальные исследования. – 2013. – № 11 (часть 2) – С. 244-250. Электронный ресурс, режим доступа: <https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=33107>
2. Рябов А. Процессинг убрать нельзя оставить. Куда поставить запятую? // Интервью, Neftegaz.ru. Электронный ресурс, режим доступа: <https://neftgaz.ru/analysis/interview/328544-protsessing-ubrat-nelzya-ostavit-kuda-postavit-zapyatuyu/>
3. RBB Economics. Определение справедливых рыночных цен: комментарий на методологию ФАС России. 21.01.2013 г. Электронный ресурс, режим доступа: <http://www.rbbecon.com/downloads/2013/01/RBB-comments-on-the-FAS-pricing-proposal-21-Jan-2013.pdf>
4. Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России / под ред. О.И. Маликовой, Е.С. Орловой. — М: Экономический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, 2017. — 432 с.
5. Monitor Deloitte. Index Based Pricing: Managing Risk and Profitability. Электронный ресурс, режим доступа: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/process-and-operations/us-operations-index-based-pricing.pdf>
6. Отчеты информационных агентств ICIS, Argus и Platts. Электронные ресурсы, режим доступа: <https://www.icis.com/explore/commodities/energy/base-oils-lubes/> <http://direct.argusmedia.com/> <https://www.spglobal.com/platts/en>

## Сравнительный анализ инструментов финансовой гарантии ликвидации месторождений, применяемых в России и в Канаде

Недра земли сегодня являются одним из главных источников производства топливно-энергетических ресурсов во многих странах мира, удовлетворение которых осуществляется за счет добычи основных энергетических полезных ископаемых, таких как нефть и газ. По понятным причинам их добыча осуществляется, как правило, за счет бурения скважин в недрах земли.

Из текста Статьи 1.2. Собственность на недра Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 27.12.2019) закона "О недрах" (с изм. и доп., вступ. в силу с 03.02.2020) следует, что «Недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, являются государственной собственностью. Вопросы владения, пользования и распоряжения недрами находятся в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Российской Федерации».

Участки недр не могут быть предметом купли, продажи, дарения, наследования, вклада, залога или отчуждаться в иной форме. Права пользования недрами могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому в той мере, в какой их оборот допускается федеральными законами.

Добытые из недр полезные ископаемые и иные ресурсы по условиям лицензии могут находиться в федеральной государственной собственности, собственности субъектов Российской Федерации, муниципальной, частной и в иных формах собственности.

Таким образом, Российское государство являясь собственником недр обладает безусловным правом получения рентной платы за использование принадлежащих ему факторов производства, по аналогии с другими экономическими агентами, которые являются собственниками капитала и труда, используемыми для производства товаров и услуг.

К таким одним из основных факторов производства, позволяющим осваивать природные ресурсы относятся пробуренные и обустроенные скважины, которые в нашей стране возводятся предприятиями, получившими соответствующие лицензии на осуществление этой деятельности.

Если строительство скважин связано с началом и обеспечением добычи полезных ископаемых, то по её окончании, сами «предприятия по добыче полезных ископаемых и подземные сооружения, не связанные с добычей полезных ископаемых, подлежат ликвидации или консервации по истечении срока действия лицензии или при досрочном прекращении пользования недрами.

До завершения процесса ликвидации или консервации пользователь недр несет ответственность, возложенную на него настоящим Законом. (См. Статью 26, Закона РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 27.12.2019) "О недрах" (с изм. и доп., вступ. в силу с 03.02.2020)).

Основной целью настоящей статьи является проведение сопоставительного анализа инструментов, включая финансовые гарантии, для ликвидации месторождений, применяемые для этих целей в России и в Канаде, а также поиск решения этих проблем в будущем.

Объектом настоящего исследования является процесс ликвидации месторождений, а именно основных объектов, предназначавшихся для обеспечения добычи энергетических полезных ископаемых.

Предметом – возможные инструменты финансовой гарантии, используемые в процессе ликвидации месторождений.

Задачи настоящего исследования могут быть сформулированы следующим образом:

- 1) Определить существующие инструменты финансовой гарантии ликвидации месторождений;
- 2) Изучить инструменты финансовой гарантии ликвидации месторождений, используемые в России и в Канаде;
- 3) Провести оценку эффективности их использования с учетом экономических, правовых и факторов, оказывающих влияние на добычу углеводородов в стране;
- 4) Определить направление для поиска наиболее оптимального инструмента и условий, определяющих продолжении добычи или ликвидации месторождения.

#### **Об инструментах финансовой гарантии**

В 2007 г. сотрудники Международной финансовой корпорации (the International Finance Corporation, IFC), подразделения Всемирного Банка, пришли к выводу, что ликвидационные работы должны быть включены в предварительное технико-экономическое обоснование проектов, при этом компании обязаны подтвердить наличие денежных средств на осуществление данных операций в будущем посредством использования инструментов финансовой гарантии. Подтверждением озабоченности решения данных вопросов международными институтами является выпущенный в 2009 г. Всемирным Банком документ, имеющим название «Руководство по осуществлению финансовой поддержки закрытия горных объектов» («Guidelines for the Implementation of Financial Surety for Mine Closure»), где содержится подробный обзор всех возможных на тот момент инструментов финансовых гарантий ликвидационных работ, а также примеры их внедрения в странах и рекомендации по реализации для государственных институтов [9].

Европейская комиссия и Всемирный Банк поделили инструменты финансовой гарантии на 3 группы в зависимости от того, кто имеет право распоряжаться этими денежными средствами:

1. финансовая гарантия, распоряжение которой осуществляется самим лицензиатом,
2. финансовая гарантия, выполнение которой обеспечивает третья сторона,
3. финансовая гарантия, находящаяся под контролем государства.

Подобная классификация позволяет решить один из самых важных моментов для компании – лицензиата при выборе нужного инструмента, а именно возможность использования денежных средств в операционной деятельности (Таблица 1).

**Таблица 1.**

#### **Классификация инструментов финансовой гарантии, разработанная Европейской комиссией**

<b>Финансовая гарантия, распоряжение которой осуществляется самим лицензиатом</b>	<b>Финансовая гарантия, выполнение которой обеспечивает третья сторона</b>	<b>Финансовая гарантия, находящаяся под контролем государства</b>
Залог активов (Pledge of assets)	Страхование (Insurance policy)	Депозит в денежной форме или ином эквиваленте (Deposit of cash or cash equivalents)
Самостоятельное оформление материальной ответственности методом начисления на бухгалтерских счетах (Self-bonding by accounting accruals)	Безотзывной аккредитив / Банковская гарантия (Letter of Credit / Bank Guarantee)	Траст – фонд (Trust fund)
	Гарантийные обязательства (Surety bond)	Залог государственному органу (Mortgage, title transferred to government)
	Коллективный страховой пул (Bond pool)	

Источник: [7, с 22]

Как не сложно заметить, риск невыполнения обязательств лицензиатом снижается по мере перехода распоряжения инструмента от компании к государству. Предпочтения же самого лицензиата имеют обратную последовательность.

Большинство добывающих стран уже внедрили инструменты финансовой гарантии, которые позволяют им минимизировать риск проведения ликвидационных работ за счет государственного бюджета. Если мы обратимся к докладу Европейской комиссии, сотрудники которой проанализировали опыт стран в ликвидации объектов горной отрасли таких стран, как Великобритания, Румыния, Канада, США, Казахстан, Австралия и др., то увидим, что наиболее используемые инструменты:

- 1) Банковская гарантия,
- 2) Депозит,
- 3) Безотзывной аккредитив,
- 4) Страховой полис, покрывающий в том числе риск банкротства.

Проверка же финансового состояния может производиться как самим государством, так и банком или иной ответственной организацией, как это происходит, к примеру, в Швеции, и в других странах, где гарантом проведения работ являются финансовые гарантии, выполнение которых обеспечивает третья сторона.

Особый интерес представляет практика Канады, которая так же как и Россия, - экономика, где топливно-энергетический сектор является крупнейшей отраслью, а так же это федеративное государство, имеющее схожие климатические условия.

Особенностью Канады является, что в отличие от многих других добывающих стран в добывающих провинциях Альберта, Британской Колумбии [8] и Саскачевана [6] создали траст-фонд «Фонд нефтегазовых бесхозных активов» (The Oil and Gas Orphan Fund) под управлением Министерства природных ресурсов Канады. Существует два типа взноса в данный Фонд, которые обязаны внести лицензиаты:

1. Ежегодный взнос (Orphan Fund Levy);
2. Гарантийный депозит (Security deposit), взываемый по требованию, а именно в случае риска несостоятельности выполнить свои обязательства по ликвидации лицензиатом.

В провинции Саскачевана существует еще третий обязательный взнос – депозит в размере 10 тысяч долларов, который является разовым и взывается при регистрации лицензиата как нефтегазодобывающей компанией.

Вернемся же к ежегодному взносу. Каждый год Ассоциация бесхозных скважин (The Orphan Well Association, OWA), Канадская ассоциация производителей топлива (Canadian Association of Petroleum Producers, CAPP), и Ассоциация компаний по разведке и добыче (Explorers and Producers Association of Canada, EPAC) утверждают сумму бюджета фонда на год. Каждый лицензиат обязан внести свою долю суммы, определяемой по формуле:

$$\text{Взнос} = \frac{\text{Сумма пассивов Лицензиата}}{\text{Сумма пассивов всех Лицензиатов в провинции}} \times \text{Ежегодная сумма бюджета Фонда,}$$

Таким образом, сумма меняется ежегодно. Так, к примеру в провинции Альберта на 2018/2019 она составила 45 млн долларов, а в 2019/2020 год – 60 млн долларов.

Кроме того, в провинциях внедрен инструмент отслеживания контроля финансового здоровья лицензиатов. А именно действует государственная Программа ответственности лицензиата (legislated licensee liability rating programmes, LLR или ПОЛ), цель которой управление риском того, что лицензиат не выполнит принятые на себя обязательства. Так как в каждой провинции свой регулятор, то существуют незначительные различия, но, в целом, используются единые методология и подход.

Регулятор отслеживает финансовое здоровье, используя отношение активов к пассивам (LLR или ПОЛ). Если значение ниже 1, то лицензиат обязан внести депозит (Security Deposit) в Фонд нефтегазовых бесхозных активов.

$$\text{Уровень ПОЛ} = \frac{\text{Всего активов}}{\text{Всего пассивов в виде скважин} + \text{Всего пассивов в виде Объектов}}$$

При этом согласно методике данной программы числитель «Всего активов» вычисляется следующим образом:

$$\text{Всего активов} = \text{ГОднэ} \times \text{Нетбэк отрасли} \times \text{Период возврата}$$

В данной формуле:

- Годнэ (годовой объем добычи нефтяного эквивалента, англ. АОЕ) – это вычисленный годовой объем добычи скважины в нефтяном эквиваленте в кубометрах;
- Нетбэк отрасли – это средний за три года нетбэк по отрасли в провинции, который вычисляется и предоставляется регулятором;
- Период возврата равен трем годам.

$$\text{ГОднэ} = \text{ГОдн} + \left[ \left( \frac{\text{ГОДГ}}{\text{К}} \right) (1 - \text{С}) \right],$$

где:

- Годн (годовой объем добычи нефти, англ. АОР) – объем нефти в кубометрах, добытой со скважин лицензиата, за последние 12 месяцев;
- ГОДГ (годовой объем добычи газа, англ. АГР) – объем газа в тысячах кубометров, добытого со скважин лицензиата, за последние 12 месяцев;
- К – коэффициент перевода, который устанавливается регулятором;
- С – коэффициент сжатия, который устанавливается регулятором.

Что же касается «Пассивов в виде скважин», то они подразумевают все затраты на ликвидацию скважины и рекультивацию земель по формуле ниже.

Пассивы в виде скважины = (Затраты на ликвидацию + Затраты на рекультивацию) × ФОС,

где:

- Затраты на ликвидацию можно определить исходя из таблицы, предоставленной Фондом. Сумму затрат можно определить в зависимости от показателей скважины, таких как конфигурация скважины, типа скважинного заканчивания и глубины скважины по вертикали. Если же скважина пробурена в том числе и по горизонтали, то сумму затрат увеличивают на 25%;
- Затраты на рекультивацию так же требуется рассчитать по таблице;
- ФОС – фактор остаточной стоимости. Значения согласно фазе скважины или используемого объекта или же исходя из причины ликвидации скважины (даны Фондом).

Пассивы в виде Объектов =

$$\text{Эквивалент скважине} \times (\text{Стандартная стоимость ликвидации} + \text{Стоимость рекультивации}) \times \text{ФОС},$$

где:

- Значение «Эквивалента скважине» необходимо определить по методике регулятора, представленной в виде таблице, согласно характеристикам, таким как: тип объекта, расчетную производительность;
- Стандартная стоимость ликвидации разнится между провинциями. Так в провинции Саскачевана, она равна 10 тысячам долларов на эквивалент скважине, а в провинции Альберта зависит от конструкции скважины ;
- Стоимость рекультивации определяется по методике и зависит от месторасположения и других факторов. [6]

Если резюмировать, то Фонд нефтегазовых бесхозных активов представляет своего рода траст-фонд, членство в котором обязательно для всех нефтедобывающих компаний провинций. И, чтобы все его члены несли соразмерную ответственность, регулятор использует инструмент ПОЛ (LLR), и в зависимости от критичности его уровня взимает гарантийный депозит, чтобы избежать уступки требований или, по-юридически, цессии, на

членов Фонда. То есть регулятор ввел две ступени контроля исполнения обязательства по ликвидации, а именно обязательный взнос и депозит, который лицензиат обязан внести только в случае риска его банкротства. Стоит признать, что последний негативно отражается на балансе лицензиата, но обязывает отложить финансовые средства на проведение работ вне зависимости от положения компании.

Подобный подход призван обеспечить должный уровень надежности и своевременную реакцию на ухудшение финансового здоровья лицензиатов. Но его наиболее очевидный недостаток – это трудозатратность и вытекающая из этого высокая стоимость, так как ежемесячный мониторинг, постоянный пересмотр стоимости ликвидации, рекламации и т.д. требуют работы большого количества квалифицированных специалистов как со стороны лицензиата, так и регулятора. И опять же нагрузка всецело ложится на бизнес, т.к. содержание регулятора, Фонда нефтегазовых бесхозных активов, производится за их счет.

Что же касается России, то существующее законодательство не предусматривает создания специального источника финансового обеспечения весьма дорогостоящего комплекса мероприятий ликвидации месторождения. Хотя ранее подобная практика использовалась, а именно до 2002 г. существовало специальное «Положение о порядке формирования и использования средств ликвидационного фонда предприятий». Согласно ему специальный ликвидационный фонд создавался за счет 10% от суммы регулярных платежей за добычу полезных ископаемых и 10% от суммы отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Фонд являлся собственностью государства. С отменой в 2002 г. обязательных отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, а также с введением нового налогового кодекса указанный источник финансирования был также упразднен [3]. И согласно действующему ФЗ «Закон о недрах», недропользователь обязан обеспечить «ликвидацию в установленном порядке горных выработок и буровых скважин, не подлежащих использованию», но при этом никак не регламентируется порядок финансирования данных работ.

В настоящее же время для разработки традиционных месторождений предлагается достаточно простое решение проблемы финансирования ликвидации – создание основных производственных фондов (ОПФ), а именно расчет затрат на данные работы, признание и отражение их в виде оценочных обязательств в бухгалтерском балансе. Ежегодно данные показатели претерпевают корректировку с учетом коэффициента инфляции и / или ставки дисконтирования.

По факту же суммы оценочных обязательств, приходящиеся на ликвидационные работы, могут находиться в обороте у компании и быть ими использованы. И в момент, когда требуется выполнение данных работ, компании прибегают к перекрестному субсидированию проектов освоения и разработки месторождений, то есть работы оплачиваются за счет других, более прибыльных в этот момент, месторождений. В случае, если это крупная нефтегазодобывающая или вертикально-интегрированная нефтяная компания (ВИНК), то это влечет к искажению результатов ее финансово-хозяйственной деятельности, неверных интерпретации и представления о вкладе отдельных месторождений в оценку общей деятельности компании. Если же лицензиат – это малая нефтедобывающая компания (ННК), то появляется риск того, что у компании будет недостаточно собственных нужд для финансирования работ, так как речь идет о завершающей стадии добычи и низком дебете скважин. При этом, другие возможности у ННК будут отсутствовать: денежные — их акции не обращаются на фондовом рынке (компании публичными не являются), а брать займы под будущую добычу нефти уже нельзя, ведь добыча практически прекратилась [2].

В то же время государство озаботилось данной проблемой и ввело инструменты, которые минимизируют риск подобных ситуаций в случае разработки новых морских месторождений и на основе Соглашения о разделе продукции (СРП). Возможно решение о внедрение индивидуального подхода для данных типов разработок обосновано тем, что они

только набирают обороты, а также в силу высокочатности работ на таких месторождениях.

**Таблица 2.**

**Сравнение финансовых гарантий при разработке на основе СРП и нового морского месторождения**

Тип разработки	На основе СРП	Разработка нового морского месторождения
Инструмент финансовой гарантии	Целевой ликвидационный фонд (ЦЛФ) - внебюджетный фонд.	Резерв предстоящих расходов, связанных с завершением деятельности по добыче углеводородного сырья на новых морских месторождениях
Управление инструментом	Осуществляется уполномоченном федеральном органе исполнительной власти	Осуществляется лицензиатом. Создание резерва по решению лицензиата
Порядок формирования инструмента гарантии финансирования	Порядок определения размера отчислений, их периодичность устанавливается самим СРП, но при этом должно быть удовлетворено основное условие: к моменту начала ликвидационных работ ЦЛФ покрыл все требуемые расходы в соответствии с планом работ по ликвидации и сметой затрат на его реализацию, утвержденными в установленном порядке.	Резерв должен быть сформирован не ранее налогового периода, «по состоянию на 1 января которого, степень выработанности запасов на новом морском месторождении углеводородного сырья достигла уровня 70 %».  Сумма отчислений в резерв в каждом отчетном (налоговом) периоде не может превышать 1 % от доходов, определяемых в соответствии со статьей 299.3 НК РФ и полученных в соответствующем отчетном (налоговом) периоде.
Законодательная база	Положение Правительства РФ № 741 [5]	НК РФ [4]

Источник: составлено автором.

Мы можем прийти к выводу, что, с момента полного возмещения затрат на формирование фонда инвестору, ЦЛФ при СРП становится траст-фондом, что позволяет снизить риск отклонения от финансирования ликвидационных работ недропользователем, но при этом сокращая изъятия из его финансового потока, так как размер и порядок отчислений обговариваются обеими сторонами при подписании СРП.

Что же касается новых морских месторождений, то государство предусмотрело менее защищаю от наступления риска инструмент, а именно создание резерва. Но учитываются особенности разработки, долгосрочный характер и условия собственности, об этом свидетельствуют следующие факторы:

1. отчисления в резерв не компенсируются, но тем не менее включаются в состав расходов, что снижает налогооблагаемую базу;
2. резерв может быть сформирован только на не ранее чем третьей стадии разработки, когда добыча углеводородов стремится к падению.

Однако, именно на данной стадии компании увеличивает расходы, потому что для поддержания КИН требуется интенсификация добычи, а отчисления в ЦЛФ дополнительно увеличивают расходную часть. С другой же стороны, данный подход учитывает временную стоимость денег, то есть денежные средства, изъятые на пиковой стадии добычи, хоть и были бы менее заметны, но в то же время потеряли бы свою ценность к моменту ликвидации ОПФ. В добавок, 3 и 4 стадии разработки составляют основную долю времени эксплуатации месторождения, что позволяет разнести отчисления на проведение ликвидационных работ в течение всего этого времени в наиболее благоприятной пропорции для инвестора.

Резюмируя все вышесказанное, можно прийти к выводу, что, хотя для новых типов месторождений законодательство предусматривает механизмы повышенной гарантии финансирования ликвидационных работ, для разработки традиционных месторождений это не предусмотрено в той мере, чтобы был исключен риск появления бесхозных скважин. При этом именно традиционные месторождения составляют основную долю участков, находящихся в разработке, что говорит о большей доли вероятности возникновения риска и о его большем масштабе.

Как мы выяснили ранее, наиболее предпочтительный вид гарантии с точки зрения предупреждения – траст-фонд. Однако, в РФ многие традиционные месторождения уже находятся на 3, 4 стадии разработки, и расчет платежа, доли лицензиата в фонде должен это учитывать. Также требуется брать во внимание и финансовое здоровье компании, а именно риск ее банкротства, как это делается в Канаде.

Автором был произведен расчет ПОЛ (LLR) согласно методике провинции Саскачеван для компании «ЛУКОЙЛ» на 2013 г. В связи с отсутствием детальной информации, такой как типы скважин, типы земель, подлежащих восстановлению, суммы затрат были определены из общей практики, применяемой в РФ, и учитывалось географическое распределение эксплуатационного фонда добывающих скважин и характеристики добываемой нефти, чтобы провести максимально близкую аналогию с добычей в Канаде. К примеру, в Предуралье добывается преимущественно тяжелые сернистые и высокосернистые нефти, как и в зоне № 3 согласно методологии ПОЛ (LLR) Саскачевана, поэтому для фонда скважин Предуралья использовались значения стоимости ликвидации скважин и восстановления земель данной зоны. Учитывая отсутствие информации о глубине скважины, применялись средние значения стоимостей ликвидации скважин с насосными штангами и насосно-компрессорными трубами глубиной от 1200 до более 3000 м. В целом же, данные допущения использовались, чтобы исключить «искусственного занижения» пассивов компании.

Что же касается активов, нетбэк, как одна из составляющих знаменателя формулы LLR, тем временем был рассчитан не в целом по отрасли, а на основе данных компании «ЛУКОЙЛ», что должно было наоборот благоприятно отразиться на качестве расчетов.

$$\text{Уровень ПОЛ компании «ЛУКОЙЛ»} = 26,$$

где:

$$\frac{\text{Всего активов}}{\text{Всего пассивов в виде скважин} + \text{Всего пассивов в виде Объектов}} = \frac{62,968,659,073}{1,407,264,598 + 1,031,452,500}$$

а именно:

- Всего активов = 62,968,659,073 долл. США = 10,298,386 × 190 долл. США × 3 года;
- ГОДНЭ = 110,298,386 куб м = 96,187,135 +  $[(\frac{17,804,000}{0,9715})(1-0,23)]$ .

Тем не менее, полученное значение ПОЛ (LLR) оказалось неприемлемо высоким, а именно равным 26, хотя должно колебаться в районе 1. При этом, значение ГОДНЭ, минимально разнится со значением «Добычи нефти и жидких углеводородов» согласно «Справочнику аналитика»: 110 298 386 и 100 1095 409 куб м соответственно [1]. Значения пассива наоборот значительно выше чем оценочные обязательства бухгалтерского баланса «ЛУКОЙЛА», а именно «Пассивы в виде скважин» в 3 раза больше «Обязательств, связанные с окончанием использования активов», а «Пассивы в виде объектов» в 10-ки раз превосходят «Обязательства по природоохранным мероприятиям».

#### **Выводы.**

Таким образом, нами был определен список инструментов финансовой гарантии проведения ликвидационных работ, рекомендуемых Всемирным Банком. Также в работе подробно были изучены инструменты, используемые в Канаде и в России, и сделан компаративных анализ их эффективности.



В результате проведения расчетно-вычислительных работ и учета факторов, определяющих добычу углеводородов в стране, было выявлено, что методика программа ответственности лицензиата (ПОЛ, LLR) в том виде, которая она используется в Канаде, не может быть внедрена в России, в силу ряда причин. В первую очередь, как мы увидели на примере расчета, потому что ПОЛ (LLR) задает формулы, значения из предположения о разработке в условиях качества нефти и как следствие используемого оборудования, стоимостных значений нефтесервисных услуг в условиях рынка Канады. Во-вторых, данный инструмент и создание траст-фонда предполагает дополнительную нагрузку на лицензиатов на их содержание, покрытие издержек, пополнение фонда.

Более того, стоит учитывать текущие реалии рынка нефтегазовой добычи в стране. А именно, львиную долю добычи обеспечивают крупные игроки с большим государственным участием. Риск, что их ожидает банкротство минимален. Но для них существует другая проблема: разработка месторождения, находящиеся на завершающей стадии добычи, экономически не выгодна, т.к. она не окупает текущие расходы на них, такие как операционные затраты, административная нагрузка, и т.п. Поэтому компании принимают решение в пользу его ликвидации несмотря на наличие еще извлекаемых запасов.

Возможно, требуются точечные решения, применяемые к каждому месторождению, продолжение разработки которого под вопросом. И приниматься они должны при учете не только возможностей самого лицензиата, но и при условии, что он может продать лицензию на разработку месторождения со всей ее инфраструктурой другой компании, которой будет выгодно ее продолжать. Можно предположить, что скорей всего это будет малая нефтедобывающая компания (ННК), не имеющая больших возможностей начать разработку с нуля и высокой административной нагрузкой. Такое решение о продолжении разработки будет выгодно всем заинтересованным сторонам, включая государство и общество в целом.

В результате проделанного анализа, возможным решением видется изменение условий ответственности лицензиата, а именно предоставить ему возможность передачи прав, что, однако, требует изменения Закона «О недрах». Вдобавок, в таких условиях, когда продолжение нефтедобычи будет производиться ННК, вопрос гарантии финансирования ликвидации становится более острым и требует распределения нагрузки между обеими добывающими компаниями, пропорциональной объему добычи. Также, возникнет более острая необходимость мониторинга финансового здоровья и контроля исполнения обязательств по ликвидации компанией, продолжающей разработку. Таким образом, данное предложение требует пересмотр законодательства и разработке и внедрение инструмента, подобного ПОЛ (LLR), но учитывающего условия российского рынка добычи углеводородов.

### **Список использованной литературы**

1. Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности // ОАО «ЛУКОЙЛ» - <http://www.lukoil.ru/FileSystem/9/116655.pdf>
2. Анашкин О.С., Крюков В.А. Нефтяные фонды — инструмент стерилизации или инструмент модернизации? // XIII Апрельская Международная научная конференция по проблемам развития 2012. С.
3. Добровинский А.П., Кутыкова М.В. Актуальные проблемы ликвидации объектов капитального строительства на завершающем этапе разработки нефтяных месторождений // ФГБОУ «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» - <https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=12220>

4. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 27.12.2019, с изм. от 28.01.2020) [с изм. и доп., вступ. в силу с 28.01.2020] - Ст. 267.4, 275.2, 299.3.
5. Постановление Правительства РФ от 08.06.2019 N 741 «Об утверждении Положения о совмещении обязанностей на службе в уголовно-исполнительной системе Российской Федерации» // [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_326597/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_326597/)
6. Directive PNG025 Licensee Liability Rating (LLR) Program // Government of Saskatchewan May 2018, p. 7.
7. Guidelines on Financial Guarantees and Inspections for Mining Waste Facilities // European Commission DG Environment 2008 - [https://ec.europa.eu/environment/waste/mining/pdf/EU\\_Final\\_Report\\_30.04.08.pdf](https://ec.europa.eu/environment/waste/mining/pdf/EU_Final_Report_30.04.08.pdf)
8. Management Rating Program Manual // BC Oil & Gas Commission March 2020 - <https://www.bcogc.ca/node/6051/download>
9. Sassoon, Meredith. 2009. Financial surety: guidelines for the implementation of financial surety for mine closure (English). // World Bank. - <http://documents.worldbank.org/curated/en/915061468163480537/Financial-surety-guidelines-for-the-implementation-of-financial-surety-for-mine-closureLiability>

## Оппортунистическое поведение ВИНК в рамках проведения аукционов по получению лицензий на разработку нефтяных месторождений

В Российской Федерации деятельность, связанная с добычей полезных ископаемых по состоянию на 2019 год, регулируется Федеральным Законом от 21.02.1992 N 2395-1 «О недрах» [2]. Оппортунистическое поведение ВИНК (вертикально-интегрированных нефтяных компаний) в процессе получения лицензий на разработку нефтяных месторождений может быть проанализирована через действующие статью 11 и статью 13.1 данного Федерального Закона [3], [4]. Так, в статье 13.1 Федерального Закона «О недрах» основными критериями признания победителя в конкурсе на право пользования участком недр выделяются такие, как: обеспечение обороны страны и безопасности государства, эффективность мероприятий по охране недр и окружающей среды, сроки реализации соответствующих программ, вклад в социально-экономическое развитие территории, полнота извлечения полезных ископаемых, научно-технический уровень программ геологического изучения недр и использования участков недр. Однако главным показателем, по которому выбирается победителем, является размер разового платежа за право пользования участком недр. Информационная рента, порожденная не предоставлением частной информации агентом (ВИНК) принципалу (государству) об участке недр, способствует развитию оппортунистического участия вертикально-интегрированных нефтяных компаний при установлении разового платежа [4].

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что последнее крупное нефтяное месторождение из нераспределённого фонда - Эргинское - было выставлено в июле 2017 года на аукцион, а победу в нем из 4 претендентов, включая Роснефть и её дочку «РН-Уватнефтегаз», одержала именно Роснефть [6]. На сегодняшний день в нераспределённом фонде остаются лишь средние и мелкие по запасам месторождения. В связи с ограниченностью ресурсов изучение данной проблематики является актуальным в нынешних реалиях.

Аукционы на нефтяные месторождения обладают повышенной долей риска, так как точное количество извлекаемых запасов неизвестно и может быть подвергнуто расчетам только после проведения полного цикла дорогостоящих геолого-разведывательных работ (ГРР) и перехода к этапу начала разработки. Несмотря на то, что до начала аукциона Росгеолфонд, выступая со стороны государства, агрегирует всю имеющуюся у него информацию по оценке имеющихся запасов, информация, которой владеет принимающая участие в аукционе компания, часто может оказываться более точной по разным причинам, что может приводить к возникновению асимметрии имеющейся информации, проблеме «принципал-агент» и составлять информационную ренту [12, с.72-82].

Так, Р. Матосо и М. Резенде в своей работе «Асимметрия информации на аукционах лицензий на нефтяные месторождения с участием государственных компаний» рассматривают кейс, связанный с Бразильской нефтяной отраслью и ВИНК – Petrobras. В самом начале исследования авторы доказывают, что аукционы на лицензии месторождений континентального шельфа и материковые месторождения не обладают различиями, что в свою очередь позволяет нам применять аукционную теорию на планируемые к вводу в разработку месторождений континентального шельфа РФ (Печорское и Охотское моря). В работе данных авторов прослеживается мысль о возможном наличии асимметрии информации между, с одной стороны, крупной корпорацией (агентом), а с другой стороны, ее конкурентами и государством (принципал), что позволяет ВИНК «присваивать» себе информационную ренту. Стоит отметить, что чем монополистичнее рынок нефти и газа, считают авторы, тем более успешные («лакомые») месторождения имеет возможность получать наиболее крупная или «продвинутая» компания со связями. Однако, даже в таких экономических реалиях на рынках компания вынуждена быть осторожной и, используя асимметрию информации, присваивать

выборочно только самые рентабельные месторождения, намеренно «проигрывая» менее выгодные месторождения конкурентам с целью избегания привлечения внимания к себе антимонопольной службы и других правоохранительных органов.

Стоит отметить, что работа Р. Матоса и М. Резенде во многом схожа с более ранней работой 1988 года К. Хендрикса и Р. Портера «Эмпирическое исследование аукциона с асимметричной информацией», в которой была построена модель поведения нефтяных компаний на аукционах. В своей статье авторы также приходят к выводу о том, что поведение участников, имеющих смежные месторождения с тем, которое выставлено на аукцион, и участников, не имеющих смежных месторождений, очень отличаются и поддаются при помощи их модели классификации и разделению [10, с. 865-883].

В нефтяной отрасли обычно и часто так случается, что лот (месторождение), выставляемое на аукцион, является смежным с месторождением той или иной вертикально-интегрированной нефтяной компании (ВИНК), что позволяет компании (агенту) иметь более полную информацию о месторождении и присваивать себе информационную ренту от сокрытия данной информации от государства (принципала). Данную проблему рассматривает в своей статье «Информационная рента на аукционах нефтяных месторождения Бразилии» Ф. Постали [8, с. 93-101]. Автор с помощью структурной непараметрической модели оценивает распределение аукционных ставок и распределение частных оценок компаний, учитывая асимметрию и независимость среди участников торгов.

Первые результаты, к которым приходит Ф. Постали в своей работе, показывают, что «доход» государства от реализации месторождения на аукционе сильно коррелирован и находится в прямой зависимости от количества участников на аукционах нефтяных месторождений. В продолжение данной мысли Ф. Постали замечает, что наличие монополизма в нефтяных отраслях ведет к снижению эффективности системы аукционов и налоговой системы государства в нефтяной отрасли. Например, это можно было наблюдать в Мексике вплоть до проведения реформ в декабре 2013 года, когда внесли поправки в конституцию и передали все нефтяные запасы в собственность государства, что позволило лишить компанию Pemex монополии на нефтяном рынке [9, с. 1-2].

На аукционах с частной оценкой информационная рента определяется как фактический профицит победителя, то есть разница между его готовностью платить и фактической ставкой. Как подчеркивает В. Кришна в своей работе «Теория аукционов» информационная рента называется так, потому что участник торгов имеет собственное представление об имеющейся информации и о своей резервной цене, что делает продавца неспособным точно определить цену среди участников торгов. Таким образом, победивший участник получает излишек от сокрытия или лишь частичного раскрытия своей личной информации. Чем дальше (больше) истинная цена Агента от его выигравшей заявки, тем выше (больше) информационная арендная плата, которую Агент сможет присвоить [11, с. 200-201]

Модель информационной ренты Ф. Постали [8, с. 93-101]:

$$IR_i = \frac{v_i - b_i}{v_i}$$

Где  $IR_i$  – информационная рента,  $v_i$  – частная оценка нефтяного месторождения компанией,  $b_i$  – аукционная ставка компании.

В заключительной части своего исследования Ф. Постали приходит к следующим результатам: чем больше компания и чем больше месторождений находится у неё на балансе, тем большей частной информацией она обладает, а соответственно тем больше появляется возможностей у компании участвовать в процессах присвоения информационной ренты. Кроме того, Ф. Постали предлагает пути решения сложившейся проблемы, связанные с действиями государства, а именно: увеличивать количество участников на аукционах путем, например, за счет предоставления определенных льгот менее крупным компаниям. При этом важно подчеркнуть, хотя правительство и «недополучает» от аукционов, выигранных

крупными вертикально-интегрированными нефтяными компаниями, все-таки как правило абсолютная стоимость этих заявок превосходит заявки мелких компаний [8, с. 93-101].

Процесс поиска ответа на поставленный вопрос «как государство должно выстраивать систему отношений с вертикально-интегрированными нефтяными компаниями?» представляет собой многоступенчатую задачу, не имеющую простого решения. В своей статье Г. Выгон, С. Ежов, С. Клубков и А. Рубцов выражают мысль о том, что на сегодняшний момент существуют две ветви решений, между которыми выбирает правительство [1]:

Первое - государство имеет возможность провести модернизацию налоговой системы таким образом, чтобы снизить нагрузку в нефтяной отрасли, основанную сегодня на валовом доходе и общей добыче, то есть модернизировать НДС и все его компоненты. Так, в формуле НДС (налог на добычу полезных ископаемых), (по состоянию на 2018 год)  $K_{НДС}$  (в РФ ставка менялась: с 01.01.2015-31.12.2015 766 рублей, с 01.01.2016-31.12.2016 857 рублей, а с 1 января 2017 года ставка составляет 919 рублей за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной) умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ( $K_{ц}$ ), а полученный результат уменьшается на величину показателя  $D_{м}$ .

Формула расчета НДС по состоянию на 2019 год:

$$\text{НДС} = 919 \times K_{ц} - D_{м}$$

$$K_{ц} = (Ц - 15) \times \frac{P}{261}$$

$$D_{м} = K_{НДС} \times K_{ц} \times (1 - K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан}) - K_{к}$$

В данных формулах присутствуют коэффициенты:

$$K_{НДС} = 559 \text{ рублей}$$

$Ц$  - средней за налоговый период уровень цен нефти сорта "Юралс", выраженного в долларах США, за баррель;

$P$  - среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком РФ;

$K_{ц}$  - Коэффициент цен - характеризует динамику мировых цен на нефть и рассчитывается в соответствии с п. 3 ст. 342 НК РФ;

$K_{д}$  - Степень сложности добычи на каждом конкретном участке - характеризует степень сложности добычи нефти и рассчитывается в соответствии со ст. 342.2 НК РФ;

$K_{дв}$  - Степень выработанности углеродного сырья - характеризует степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья и рассчитывается в соответствии со ст. 342.2 НК РФ;

$K_{в}$  - Степень выработки каждого участка добычи - характеризует степень выработанности запасов конкретного участка недр и рассчитывается в соответствии с п. 2 ст. 342.5 НК РФ;

$K_{з}$  - Величина запасов каждого конкретного участка добычи - характеризует величину запасов конкретного участка недр и рассчитывается в соответствии с п. 3 ст. 342.5 НК РФ;

$K_{к}$  - 357 рублей на период с 01.01.2018-31.12.2018 по ст. 342.5 НК РФ;

$K_{кан}$  - характеризует регион добычи и свойства нефти, определяется в соответствии с п. 4 ст. 342.5 НК РФ [5].

Здесь следует отметить, что данный механизм развивается по пути своего все большего усложнения. Если еще 5-10 лет назад довольно просто было рассчитать размеры ожидаемых поступлений в ФБ РФ от добычи нефти и газа, то в настоящее время такие расчеты являются все более трудоемкими и менее точными. Если раньше ставка НДС при добыче нефти устанавливалась в Налоговом Кодексе в абсолютной величине по причине несовершенства статьи 20 и статья 40 Налогового Кодекса Российской Федерации и для корректировки трансфертных цен в ВИНК, то теперь эта проблема устранена и сегодня для расчета НДС рассматриваются практически все индивидуальные особенности каждого месторождения с целью определения значения применяемой к нему формулы расчета.

Второе - государство может попытаться переложить налоговую нагрузку нефтяной отрасли с валовых доходов на конечный финансовый результат/прибыль компаний, что приблизило бы отечественную систему налогообложения к мировой практике. Одним из последних инициатив государства в этом ключе является инициированный законодательным собранием Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) законопроект о введении налога на финансовый результат (НФР).

Так, эксперты компании VYGON Consulting (независимого национального отраслевого консультанта по вопросам развития ТЭК РФ) считают, что проект НФР предложенном варианте представляет собой не системное решение, а просто новой льготой для определенных проектов, по своей сути очень похожей на предлагаемую модернизацию налога на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД). Стоит отметить, что эксперты компании VYGON Consulting в своей работе подсчитали, в предложенном законопроекте имеется существенный недостаток, который ведет к негативным контрактным экстерналиям, а именно - чрезмерное стимулирование переинвестирования и связанные с ним негативные эффекты. То есть если учесть 80% ставку налога на прибыль и 40% ставку апlifта (повышающего коэффициента на амортизационные отчисления для стимулирования бурения в регионе), то это приведет к тому, что при осуществлении капитальных вложений снижение налоговой нагрузки превышает произведенные капитальные вложения в 1,12 раза ( $1,4 \cdot 80\% = 1,12$ ). Так, эксперты VYGON Consulting отмечают, что введение НФР без изменений на 100% приведет к негативным контрактным экстерналиям, ведь даже самый добросовестный налогоплательщик воспользуется возможностью увеличить затраты, если ему за каждый вложенный рубль возмещается 1,12. Таким образом, авторы в своей статье предлагают несколько шагов недопущения такой ситуации и задания правильных стимулов для реформирования системы налогообложения, а именно:

- а) завершить налоговый маневр;
- б) оставить налог на добычу полезных ископаемых;
- в) упорядочить действующие льготы по налогу на добычу полезных ископаемых;
- г) снизить налоговую нагрузку в добыче с компенсацией выпадающих доходов за счет уменьшения субсидии переработки;
- д) доработать проект НФР;
- у) снизить ставку НФР.

Подобные проблемы, включая задание ошибочных стимулов и негативных контрактных экстерналий при создании/изменении налогообложения, активно исследуют и за рубежом. Так, Э. Васснес и М. Берг в своей статье рассматривают кейс Норвегии: влияние 2%-ного снижения апlifта на поведение компании и акционеров. С множеством оговорок и ограничений Э. Васснес и М. Берг приходят к выводу, что реакцией компаний на более низкую ставку апlifта будет являться снижение: капитальных затрат, интенсивности добычи и откладывание запуска расширенного производства. По авторским подсчетам это снизит ценность месторождения для акционеров на 12%, однако, стоимость редизайна (перестройки основных процессов с целью возвращения/улучшения ключевых показателей) будет стоить около 1,5% стоимости месторождения. В связи с чем авторы приходят к выводу, что данное изменение законодательства не приведет к существенным негативным контрактным экстерналиям, тем самым занимая проправительственную позицию [7, с. 442-455].

Однако П. Осмундсен и др. выражают иную точку зрения относительно данного норвежского вопроса, говоря об отрицательном воздействии изменений, принятых государством, которые могут привести к негативным контрактным экстерналиям [13]. В подтверждение своей точки зрения авторы приводят аргументы в противовес рассмотрению правительства Норвегии налоговых вычетов как свободных от риска денежных потоков, участвующих в оценке проекта. Во-первых, налоговые вычеты, считают авторы, не совсем свободны от риска из-за наличия политического риска и риска размера инвестиционных

затрат. Во-вторых, действующая налоговая политика по результатам проведенного авторами анализа может привести к заметному сокращению инвестирования. В-третьих, это может негативно повлиять на ввод новых месторождений. В-четвертых, может спровоцировать неконтролируемое и непрогнозируемое поведение акционеров.

Подводя итоги, следует отметить, что нефтяная отрасль представляет собой совсем непростой «механизм», не позволяющий с легкостью находить элементарные решения, обеспечивающие эффективное регулирование вопросов, связанных с повышением доходов государства от деятельности компаний по добыче полезных ископаемых. Порядок простого расчета НДС прошел. Напомним, что изначально его действие предполагалось временным, сроком не более 10 лет, а просуществовало уже более 18 лет. Очевидно, настало время внедрения налогов, предусматривающих автоматическую связь между доходностью добычи и величиной налогообложения, которое позволит обеспечить конкуренцию всех участников этого процесса в равных условиях.

Кроме того, настала пора обратить внимание на необходимость решения вопросов, касающихся слома сложившегося механизма привилегированного положения ВИНК, позволяющего им проводить своё оппортунистическое поведение по отношению к компаниям малого и среднего бизнеса, работающим в этой же области. Если совсем ещё недавно можно было наблюдать с какой легкостью большой ВИНК мог поглощать более мелкие компании с их запасами, то наступает время, когда непомерно разросшимся ВИНК просто жизненно необходимо начать решать ряд новообразовавшихся вопросов, например, как теперь выделить в отдельные структуры свои ставшие неэффективными месторождения (ресурсы). Такое их выделение вместе с имеющейся инфраструктурой позволило бы вновь организовать на их базе малые и средние предприятия, которые еще долгое время могли бы участвовать в процессе эффективной добычи полезных ископаемых, особенно если государство будет участвовать в поддержке их развития в том числе в виде разработки и предоставления им для этого особых налоговых преференций. Таким образом, настала пора рассмотрения и внесения соответствующих изменений в основные нормативно-правовые документы, касающиеся функционирования нефтегазового комплекса, включая Налоговый кодекс Российской Федерации и Закон РФ «О недрах».

### **Список использованной литературы**

1. Григорий Выгон, Антон Рубцов, Сергей Клубков, Сергей Ежов, 2015. «Налоговая реформа нефтяной отрасли: основные развилки». URL: [https://vygon.consulting/upload/iblock/6b7/vygon\\_consulting\\_upstreamtaxreform.pdf](https://vygon.consulting/upload/iblock/6b7/vygon_consulting_upstreamtaxreform.pdf)
2. Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 03.08.2018) "О недрах". URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_343/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/)
3. Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 03.08.2018) "О недрах". Статья 11. Лицензия на пользования недрами. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_343/cde611b142b7d6dc8b47072de6d517b2775f6b2b/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/cde611b142b7d6dc8b47072de6d517b2775f6b2b/)
4. Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 03.08.2018) "О недрах". Статья 13.1. Конкурсы или аукционы на право пользования участками недр. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_343/e80632bff92b65e9acf120b3173a8c7f25805165/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/e80632bff92b65e9acf120b3173a8c7f25805165/)
5. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 27.11.2018), Статья 342. Налоговая ставка. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28165/b0945496f341b2d7e1f79e0bc9dd4e4522a466b1/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/b0945496f341b2d7e1f79e0bc9dd4e4522a466b1/)
6. Новостной портал в сфере ТЭК «Neftegaz.ru», «Крупные месторождения кончились». URL:

- <https://neftegaz.ru/news/view/166951-Krupnye-mestorozhdeniya-konchilis.-Rosnedra-RF-v-2017-2018-gg-vystavyat-na-auksiony-srednie-i-melkie-mestorozhdeniya>
7. Berg Magnus, Vassnes Erik, 2018. "Modeling the response to exogenous shocks: The capital uplift rate in petroleum taxation," *Energy Economics*, Elsevier, vol. 69(C), pages 442-455. Retrieved from [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=3070015](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3070015)
  8. Brasil Eric, Postali Fernando, 2014. "Informational rents in oil and gas concession auctions in Brazil," *The Energy Journal*, International Association for Energy Economics, Elsevier, vol. 46(C), pages 93-101. Retrieved from [https://editorialexpress.com/cgi-bin/conference/download.cgi?db\\_name=IIOC2010&paper\\_id=283](https://editorialexpress.com/cgi-bin/conference/download.cgi?db_name=IIOC2010&paper_id=283)
  9. Buchanan Ronald, 2015. "Pemex Mexican gasoline monopoly ending," *Platt's Oilgram News*. 2015, Vol. 93, Issue 41, pages 1-2. Retrieved from [https://www.iaee.org/ej/ejexec/ExecSum\\_Osmund\\_SI.pdf](https://www.iaee.org/ej/ejexec/ExecSum_Osmund_SI.pdf)
  10. Hendricks Kenneth and Porter Robert, 1988. "The American Economic Review, " Vol. 78, No. 5, pages 865-883. Retrieved from <https://www.ssc.wisc.edu/~hendrick/publications/EmpiricalStudyofAuction.pdf>
  11. Krishna Vijay, 2003 "Auction theory," Academic Press, pages 200-201. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/book/9780124262973/auction-theory>
  12. Matoso Rafael, Rezende Marcelo, 2014. "Asymmetric information in oil and gas lease auctions with a national company," *International Journal of Industrial Organization*, Elsevier, vol. 33(C), pages 72-82. Retrieved from [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=1868976](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1868976)
  13. Osmundsen Petter, Emhjellen Magne, Johnsen Thore, Kemp Thore and Riis Christian, 2015. "Petroleum Taxation Contingent on Counter-Factual Investment Behaviour," *The Energy Journal*, International Association for Energy Economics3. Retrieved from [https://www.iaee.org/ej/ejexec/ExecSum\\_Osmund\\_SI.pdf](https://www.iaee.org/ej/ejexec/ExecSum_Osmund_SI.pdf)



## Об авторах

**Авдалян Гайк Мушетович** – студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [hayk9001@gmail.com](mailto:hayk9001@gmail.com)

**Арутюнян Давид Армикович** – магистрант, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: [d.a.arutyunyan@mail.ru](mailto:d.a.arutyunyan@mail.ru)

**Вовкодав Кира Вячеславовна** – студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [hohlushka040@gmail.com](mailto:hohlushka040@gmail.com)

**Гаврильев Марк Владимирович** – магистрант НИУ ВШЭ, e-mail: [markgavrilev@gmail.com](mailto:markgavrilev@gmail.com)

**Куджба Ильяда Солмазовна** – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: [ikudzhba@mail.ru](mailto:ikudzhba@mail.ru)

**Млынчик Сергей Артакович** – магистрант НИУ ВШЭ, e-mail:

**Носов Александр Николаевич** – магистрант Международного Института Экономики и Финансов НИУ ВШЭ

**Нурматова Виктория Тимуровна** – студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [Vika\\_sobol01@mail.ru](mailto:Vika_sobol01@mail.ru)

**Одабашян Тамара Минасовна** – студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [tomaodabash@mail.ru](mailto:tomaodabash@mail.ru)

**Панков Сергей Викторович** – студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [serjpank98@gmail.com](mailto:serjpank98@gmail.com)

**Попадько Артем Михайлович** – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [apopadko@gmail.com](mailto:apopadko@gmail.com)

**Попов Тим Олегович** – студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [timpopoff@yandex.ru](mailto:timpopoff@yandex.ru)

**Рожнятовский Григорий Игоревич** – студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [Grinef\\_delo@mail.ru](mailto:Grinef_delo@mail.ru)

**Сенченко Надежда Владимировна** – магистрант НИУ ВШЭ.

**Синицын Михаил Владимирович** – н.с. Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: [sinitsyn@imemo.ru](mailto:sinitsyn@imemo.ru)

**Шикунова Дарья Сергеевна** – магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: [shikunovad@gmail.com](mailto:shikunovad@gmail.com)

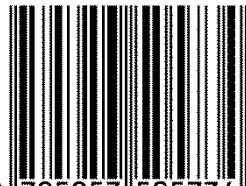
Научное издание

Контурь мирового энергетического перехода

*Под редакцией  
Жукова Станислава Вячеславовича*

*Материалы конференции*

ISBN 978-5-9535-0573-4



9 785953 505734

---

Подписано в печать 14.07.2020.  
Формат 60×84/8. Печать офсетная.  
Объем 15,25 п.л., 8,5 а.л. Тираж 200 экз. Заказ № 16/2020

---

Издательство ИМЭМО РАН  
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23